

final

Caracterização Térmica de Tubos de Explorações Petrolíferas em Águas Profundas

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

José Henrique Caires Teixeira
MESTRADO EM ENGENHARIA CIVIL



UNIVERSIDADE da MADEIRA

A Nossa Universidade

www.uma.pt

fevereiro | 2016

Car
D-R

T/4
624
TET Car
TED-R

UNIVERSIDADE DA MADEIRA
BIBLIOTECA

Caracterização Térmica de Tubos de Explorações Petrolíferas em Águas Profundas

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

José Henrique Caires Teixeira

MESTRADO EM ENGENHARIA CIVIL

ORIENTADOR
Lino Manuel Serra Maia

CO-ORIENTADOR
Terry Jeffrey Corbishley



Faculdade de Ciências Exatas e da Engenharia

Caracterização térmica de tubos de explorações petrolíferas em águas profundas

Dissertação submetida para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Civil

na Universidade da Madeira

por

JOSÉ HENRIQUE CAIRES TEIXEIRA

Orientador

Lino Manuel Serra Maia

(Universidade da Madeira)

Coorientador

Professor Terry Jeffrey Corbishley

(Aberdeen's Robert Gordon University)

Fevereiro 2016

Palavras-chave: Análise de Comportamento Térmico, Modelo Matemático, Propriedades Térmicas, Sistemas de isolamento.

Keywords: Analysis of Thermal Behaviour, Mathematical Model, Thermal Properties, Insulation Systems.

Autor: HENRIQUE TEIXEIRA

FCEE – Faculdade de Ciências Exatas e da Engenharia

Campus Universitário da Penteada

9020 - 105 Funchal – Portugal, s/n

Telefone + 351 291 705 230

Correio eletrónico: gabinetedareitoria@uma.pt

Nota: Esta tese foi desenvolvida em colaboração entre a Universidade da Madeira e Universidade Robert Gordon (Aberdeen).

Funchal, Madeira

“Descobri que, quanto mais eu trabalho, mais sorte eu pareço ter” – *Thomas Jefferson*

“Não se pode ensinar tudo a alguém, pode-se apenas ajudá-lo a encontrar por si mesmo o caminho” – *Galileu Galilei*

Para a minha Família

RESUMO

Este trabalho foi realizado devido aos novos desafios existentes na área petrolífera, pois tem-se verificado novas necessidades na transferência de calor em tubagens em águas profundas.

Com estes novos cenários de produção em águas profundas, existe a preocupação de garantir o escoamento do produto evitando cenários de obstrução nas tubagens. Os principais problemas aquando da exploração petrolífera prendem-se com a ocorrência de parafinas nas paredes dos tubos bem como a formação de hidratos.

É descrito neste trabalho as soluções existentes para a transferência do produto e comparação das mesmas. Numa segunda fase é realizado um modelo matemático para análise térmica das tubagens comparando os materiais isolantes propostos, afim de garantir a temperatura mínima do fluido circulante.

De salientar que houve a preocupação de ter em conta uma paragem na exploração do petróleo, por motivos de manutenção por exemplo, e garantir dessa maneira a temperatura mínima do mesmo.

Este trabalho propõe soluções de isolamento térmico e discute todos os desafios e problemas existentes.

Palavras-chave: Análise de Comportamento Térmico, Modelo Matemático, Propriedades Térmicas, Sistemas de isolamento.

ABSTRACT

This work was carried out due to the new challenges that exist in the petroleum industry, regarding the new requirements needed on the heat transfer in pipelines in deep waters.

With these new production scenarios in deep waters, the flow assurance is highly important, avoiding blockage in the pipes. The main problems regarding the oil exploration relate to the occurrence of wax or paraffin on the walls of the ducts as well as the hydrates formation.

In this thesis, the existing solutions for transferring the product and comparison are described. In a second phase, a mathematical model is implemented for the thermal analysis of pipes, to compare the insulation materials proposed ensuring the minimum temperature of the fluid circulating.

It is relevant to emphasize that there was a concern taken into account, which is, stopping the product exploitation for maintenance for example, ensuring the minimum temperature of itself.

This study proposes thermal insulation solutions and discuss the existing challenges and problems related.

Keywords: Analysis of Thermal Behaviour, Mathematical Model, Thermal Properties, Insulation Systems.

ÍNDICE

Resumo.....	v
Abstract	vii
Índice.....	ix
Índice de figuras	xi
Lista de acrónimos e simbologia	xv
Termos e definições.....	xvii
Agradecimentos.....	xix
1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	1
1.1. Enquadramento.....	2
1.2. Objetivos	5
1.3. Estrutura da dissertação	5
2. ESTADO DA ARTE.....	7
2.1. Enquadramento.....	8
2.1.1. Consumo e Produção de Petróleo no Mundo	8
2.1.2. Consumo e Produção de Petróleo em Portugal	10
2.1.3. Contextualização Histórica	11
2.2. Processo de Formação	12
2.3. Processo de Prospeção e Extração	13
2.3.1. Pesquisa de Campos de Petróleo	14
2.3.2. Perfuração de Poços de Petróleo	16
2.3.3. Extração de Petróleo	19
2.4. Processo de refinamento	23
2.5. Propriedades e características do petróleo	27
2.6. Explorações Petrolíferas Offshore.....	29
2.6.1. Plataforma fixa	30
2.6.2. Plataforma Autoelevável (ou <i>Jack-up</i>).....	31
2.6.3. Plataforma Semissubmersível	32
2.6.4. Plataforma FPSO (<i>Floating Production, Storage and Offloading</i>).....	33
2.6.5. Plataforma FPSO Monocoluna.....	34
2.6.6. Plataforma Navio Sonda	35
2.6.7. Plataforma TLPW (Plataforma de Pernas com tirantes).....	36
2.6.8. Boias	37

2.6.9.	Tipologia de tubagem	39
2.7.	Lançamento dos Tubos	49
2.7.1.	Método de Arraste.....	49
2.7.2.	Método S-Lay	51
2.7.3.	Método J-Lay.....	52
2.7.4.	Método Reel-Lay.....	54
3.	SOLUÇÃO PROPOSTA.....	57
3.1.	Princípios inerentes à transferência de calor	59
3.1.1.	Convecção.....	59
3.1.1.1.	Convecção interna	60
3.1.1.2.	Convecção externa	67
3.1.2.	Condução de calor	69
3.2.	Transferência de calor em pipelines enterradas	74
3.3.	Transferência de calor em pipelines parcialmente enterradas.....	76
3.4.	Condutividade térmica do solo (K_{solo}).....	77
3.5.	Coefficiente de transferência de calor (Valor U)	79
3.5.1.	Coefficiente de transferência de calor global	79
3.6.	Valores U admissíveis	84
3.7.	Dimensionamento térmico – Análise Estado Estacionário	86
3.8.	Previsão da temperatura ao longo do tubo	91
3.9.	Análise da Temperatura considerando Paragem de Produção	93
4.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	95
4.1	Notas finais	96
4.2.	Perspetivas futuras.....	96
	REFERÊNCIAS	97

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução das explorações (em profundidade) no Brasil (Globo).....	2
Figura 2 – Aspeto de criação hidratos na tubagem (Brasil, Petrobras) [4]	3
Figura 3 – Aspeto da formação de parafinas nos oleodutos (ULC.EDU) [5]	4
Figura 4 – Produção Mundial de Petróleo e Balanço de Consumo (EIA- Dezembro 2015).....	8
Figura 5 – Consumo Mundial por área geográfica (<i>BP Statistical Review of World Energy</i>) adaptado	9
Figura 6 – Produção Mundial de Petróleo (por área geográfica) [7].....	10
Figura 7 – Localização de Portugal e Canadá há 500 Milhões de anos [11]	11
Figura 8 – Processo de origem do petróleo (adaptado) [16]	12
Figura 9 – Condições de migração da Rocha-mãe para o Rocha-armazém [18]	13
Figura 10 – Aplicação de geofísica - comportamento sísmico (Afonso Vasconcelos, 2014).....	14
Figura 11 – Monitorização sísmica (Afonso Vasconcelos)	15
Figura 12 – Visualização de levantamento sísmico 4D (Petro e Química).....	16
Figura 13 – Processo de Perfuração (Galp).....	17
Figura 14 – Tipos de Recuperação de Reservatórios de Petróleo	19
Figura 15 – Recuperação Primária (J. Thomas) adaptado	20
Figura 16 – Sistema de Bombas Elétricas Submersíveis (ASME) adaptado	21
Figura 17 – Recuperação Secundária (Grabem Apodi).....	22
Figura 18 – Método de introdução de dióxido de carbono no reservatório (S. Thomas).....	23
Figura 19 – Destilação Fracionada [26]	24
Figura 20 – Refinaria de Sines	26
Figura 21 – Processo de extração e transformação do Petróleo Bruto	26
Figura 22 – Classificação de óleo bruto (Grau API e Densidade)	27
Figura 23 – Viscosidade cinemática (conceito)	29
Figura 24 – Tipos de Plataformas Offshore (Petrobras)	30
Figura 25 – Plataforma Fixa de Mexilhão, Bacia de Santos (Petrobras)	31

Figura 26 – Plataforma Autoelevável (The Telegraph).....	32
Figura 27 – Plataforma Semissubmersível (BP)	33
Figura 28 – Plataforma FPSO.....	34
Figura 29 – Plataforma do tipo FPSO Monocoluna 2007 (Petrobras)	35
Figura 30 – Navio Sonda (Petrobras)	36
Figura 31 – Plataforma TWLP Ram Poweel (Kable).....	37
Figura 32 – Exemplo de boia na Madeira (Seth).....	38
Figura 33 – Boia de Sustentação de Risers (Petrobrasl).....	39
Figura 34 – Elementos de transferência de petróleo em meio submarino (M. Lopes).....	40
Figura 35 – Tubo Flexível Típico(M.Vaz)	42
Figura 36 – Tubo flexível - camadas não aderentes (UFRGS).....	42
Figura 37 – Tubo Flexível - Camadas Aderentes (Contitech).....	43
Figura 38 – Tubo Rígido – constituição (J. Sousa)	45
Figura 39 – Moldes - Tubos Rígidos (T. Corbishley)	46
Figura 40 – Equipamento de Enchimento (T. Corbishley).....	46
Figura 41 – Testes Realizados (T. Corbishley)	47
Figura 42 – Teste de fadiga da tubagem ((T. Corbishley).....	48
Figura 43 – Aquecimento em sistemas PIP (Gomes et. Al, 1996)	49
Figura 44 – Método de Arraste - Esquema-Tipo (UFRJ) adaptado.....	50
Figura 45 – Método de Arraste (T. Corbishley).....	51
Figura 46 – Método S-Lay - Esquema-Tipo (UJFR).....	51
Figura 47 – Embarcação - S-Lay (Aseas).....	52
Figura 48 – Método J-Lay - Esquema-Tipo (UJFR)	53
Figura 49 – Método J-Lay - Embarcação-Tipo (ANJ)	54
Figura 50 – Embarcação - Método Reel-Lay (UFRJ)	55
Figura 51 – Convecção do fluido	60
Figura 52 – Diagrama de Moody (S. Beck)	65

Figura 53 – Valores típicos para o coeficiente de transmissão de calor por convecção interna (h_i) - fluxo turbulento (Gregory, 1991) Adaptado	65
Figura 54 – Valores típicos para a condutividade térmica (k_f) para óleos / hidrocarbonetos líquidos	66
Figura 55 – Valores típicos para a condutividade térmica (k_f) para gases / hidrocarbonetos gasosos (Gregory, 1991) Adaptado	66
Figura 56 – Valores típicos para o calor específico (C_{pf}) para óleos / hidrocarbonetos líquidos.....	67
Figura 57 – Valores típicos para o calor específico (C_{pf}) para gases / hidrocarbonetos gasosos	67
Figura 58 – Valores C e m (constantes) para a correlação de Hilpert.....	69
Figura 59 – Condutividade térmica unidirecional por área (Tooto, 2007).....	70
Figura 60 – Análise de fluxo de calor em tubos simples (Romary, 2005)	72
Figura 61 – Fluxo de calor em tubos com várias camadas de isolamento	73
Figura 62 – Aspeto de análise térmica em <i>Software (SciELO)</i>	75
Figura 63 – Secção de um tubo subaquático enterrado (Rieska) adaptado	76
Figura 64 – Condutividade térmica do solo	78
Figura 65 – Condutividade térmica do solo em estruturas petrolíferas offshore em todo o mundo (Young et al, 2001).....	79
Figura 66 – Distribuição de temperatura ao longo da secção do tubo isolado (Yong et al., 2001).....	80
Figura 67 – Tipos de resistências térmicas.....	83
Figura 68 – Coeficiente de transferência térmica de vários isolamentos	84
Figura 69 – Relação entre o valor U e profundidade enterrada.....	85
Figura 70 – Propriedades do Fluido em Estudo	87
Figura 71 – Densidade da água do mar (Windows 2 Universe).....	87
Figura 72 – Propriedades do Ambiente Exterior (Mar)	88
Figura 73 – Secção Proposta.....	88
Figura 74 – Propriedades do Tubo de Aço - Linha de Fluxo (Camada 3)	89
Figura 75 – Propriedades da Camada 1 – Polietileno	89
Figura 76 – Propriedades da Camada 2 – Betão Leve	90
Figura 77 – Cálculo do Valor U	90

Índice de figuras

Figura 78 – Condutividade térmica com variação da camada 1	90
Figura 79 - Distribuição da Temperatura ao Longo do Tubo – sem isolamento térmico.....	91
Figura 80 - Distribuição da Temperatura ao longo do Tubo	92
Figura 81 - Análise de temperatura - paragem de produção.....	93
Figura 82 - Análise gráfica da temperatura - desenvolvimento.....	94

LISTA DE ACRÓNIMOS E SIMBOLOGIA

C – Constante que dependerá do intervalo de valores do Número de Reynolds

C_{pe} – Calor específico do fluido do meio exterior (J/ (Kg.K))

c_p – Calor específico (J/(kg.K));

D_e – Diâmetro externo (m)

f – Fator de atrito

h_e – Coeficiente de convecção externa (W/ (m².K))

k_e – Condutividade térmica do fluido do meio exterior (W/ (m.K))

V_e – Velocidade média do fluido do meio exterior (m/s);

ρ_e – Massa específica do fluido do meio exterior (Kg/m³);

μ_e – Viscosidade dinâmica do fluido do meio exterior (Pa.s);

k – Condutividade térmica do material utilizado (W/(m.K));

x, y, z – Coordenadas (m);

t – Tempo (s);

T_1, T_2 – Temperatura nos pontos de estudo (°C);

r_1, r_2 – Raio interno e externo (m)

$\frac{dT(x)}{dx}$ – Gradiente de temperatura na direção x (°C);

\dot{q} – Taxa de produção calorífica por unidade de volume do meio (W/m³)

ρ – Densidade do meio (kg/m³);

TERMOS E DEFINIÇÕES

De modo a facilitar e clarificar a leitura desta dissertação, apresentam-se de seguida alguns termos e definições utilizados na bibliografia.

Árvore de Natal – Dispositivo que contém válvulas junto ao furo do poço de petróleo e que tem a função de controlo de vazão e pressão.

Flowline – Linha de tubagem (pode chegar a vários quilómetros) que está assente no solo marinho que transporta gás natural ou petróleo. Criando ligação entre o poço de petróleo e o *manifold* ou plataforma principal.

Grau API – escala usada para medição de densidade relativa dos líquidos derivados do petróleo, quanto maior for a sua densidade menor será o seu grau API. O valor do petróleo no mercado aumenta com o aumento do grau API.

J-Lay – Processo de projecção de tubos rígidos em embarcação.

Lay barge – Navio com finalidade de projecção de tubos.

Manifold – Equipamento (conjunto de válvulas e instrumentos de monitorização) com função de injeção de água para os poços fazendo recolha de petróleo para a plataforma.

Sistema PIP (Pipe in Pipe) – tubagem constituída por um tubo de aço inseridos dentro de outro com o mesmo material, sendo que o espaço intermédio pode ser preenchido por material com características de isolamento térmico (betão por exemplo) e/ou sistema elétrico de aquecimento.

Riser – tubo com função de transferência do petróleo desde o *manifold* até à plataforma, estando geralmente em posição quase vertical.

Wildcat – Perfurações no solo marinho (poços) afim de verificar a existência de petróleo, operação efetuada antes da instalação das plataformas petrolíferas.

AGRADECIMENTOS

Queria agradecer a todas as pessoas que me ajudaram a chegar a esta tão importante etapa da minha vida.

Um agradecimento ao meu orientador, Professor Dr. Lino Maia, por toda a disponibilidade prestada bem como toda a confiança depositada no trabalho.

Ao meu coorientador, Professor Terry Jeffrey Corbishley por toda a partilha de conhecimento, generosidade e todo o apoio disponibilizado.

Ao meu primo, Eng.º José Miguel Teixeira, que desde o início se mostrou prontamente disponível e esclareceu em tudo o que podia.

Agradecimento especial à Zélia, por toda a paciência e palavras doces de incentivo nos momentos mais difíceis. Obrigado por estar ao meu lado ao longo destes anos.

À minha mãe e irmãos que tenho muito orgulho e que agradeço todo o empenho para chegar a esta fase da minha vida, muito vos devo.

Aos meus amigos, que me apoiavam e ajudaram neste percurso académico e por todos os votos de confiança, amizade e divertimento.

A Deus, por me acompanhar e ajudar a superar todas as dificuldades.

Funchal, Fevereiro 2016

Henrique Teixeira

1

CONSIDERAÇÕES INICIAIS

1.1. ENQUADRAMENTO

Nas últimas décadas tem-se verificado um grande aumento na exploração petrolífera, o que se traduz na procura de reservatórios de petróleo e gás em diferentes locais, com profundidade superiores e com especificidades distintas. Este acontecimento faz com que as empresas desenvolvam novas técnicas e tecnologias para a extração deste recurso ser uma realidade. [1]

Como é possível observar na figura 1, a procura de novos campos para extração petrolífera fazem com que se bata recordes em profundidade. Com a instalação de novas plataformas em cenários *offshore* (no mar) e a profundidades elevadas surgiram novos desafios no que diz respeito ao transporte do fluido.

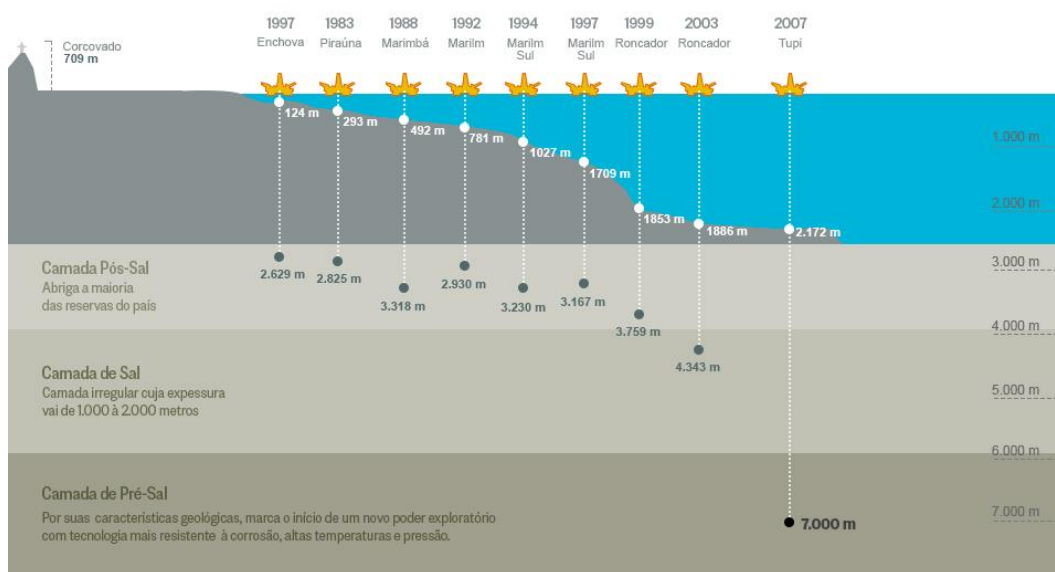


Figura 1 – Evolução das explorações (em profundidade) no Brasil (Globo)

O que obrigará a utilização de tubagens com novas características para funcionarem corretamente a profundidades de lâmina d'água de cerca de 2200 metros (por exemplo na exploração de Tupi - Brasil). Em relação ao Golfo do México, as profundidades de projeto são um pouco superiores sendo até 2690 metros [2].

O estudo da temperatura ao longo da linha de fluxo dos tubos é essencialmente para evitar cenários como presença de hidratos ou parafina nos mesmos. Isto porque o aparecimento de problemas associados à temperatura fazem com que o escoamento do petróleo seja deficitário, e em alguns casos inexistente. [3]

Os hidratos não são mais do que a combinação entre a água (a baixa temperatura e pressão) e gás natural que formam sólidos, sendo este composto um dos responsáveis pelo bloqueio do escoamento nos tubos.

São parecidos a blocos de gelo no seu aspeto, só que tem a particularidade de ser inflamável. É possível observar na figura 2 o aspeto de hidratos formados na tubagem, na exploração de Roncador.



Figura 2 – Aspeto de criação hidratos na tubagem (Brasil, Petrobras) [4]

Este problema ocorre por exemplo quando a extração de gás natural é interrompida por motivos de manutenção, e nesta situação o produto que estava a cerca de sensivelmente 60°C arrefece até cerca de 4°C (temperaturas que são propícias à formação de hidratos).

Também o problema das parafinas / ceras é muito frequente aquando do escoamento do crude, pois o produto extraído que está a altas temperaturas passará por tubos onde as suas paredes estão a baixas temperaturas devido à água do mar. Isso fará com que o óleo extraído arrefeça (transferência de energia térmica para o tubo). Se atingir temperaturas baixas (menores que 10°C) ocorrerá a deposição de parafinas nas paredes internas do oleoduto.

Sendo assim, implicará uma diminuição substancial do escoamento, por causa da perda de seção efetiva, como é possível visualizar na figura 3 o seu aspeto.



Figura 3 – Aspeto da formação de parafinas nos oleodutos (ULC.EDU) [5]

O que se traduz num menor caudal de hidrocarbonetos extraídos e que exista portanto perdas de produção e lucro respetivo.

Como o caso de estudo diz respeito a plataformas petrolíferas offshore (no mar) e a alta profundidade então uma das maiores preocupações serão a presença de temperaturas baixas.

Este facto resulta em prejuízos altíssimos na exploração, pois pode ter consequências gravosas como danificação de instrumentos e válvulas, tempo despendido, o risco dos operadores é maior e por vezes existem danos ambientais.

Existem várias soluções para ultrapassar esta situação como: optar por tubagens que tenham um bom isolamento térmico e que não atinjam temperaturas tão baixas, existência de fios elétricos à volta do tubo com o intuito de aquecê-lo e assim o produto não arrefece até a temperaturas preocupantes para a hidratação. Outras soluções muito utilizadas contudo mais onerosas é o recurso a inibidores químicos ou remoção mecânica com equipamentos próprios.

Neste trabalho de dissertação será apresentado as soluções de isolamento usuais em tubagens presentes em explorações offshore (águas profundas), bem como estudar a implementação de novos materiais nesta área.

1.2. OBJETIVOS

Este trabalho assenta tem objetivos principais:

1. Descrever as soluções de transporte de petróleo de tubagem rígida em cenário de altas profundidades.
2. Estudar a capacidade térmica das tubagens e seu comportamento.
3. Apresentar materiais alternativos para o isolamento térmico, efetuando a sua modelação numérica ao longo do seu troço.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A presente dissertação está dividida em duas componentes: estado de arte das propriedades térmicas de tubagens (oleodutos e gasodutos) em grandes profundidades e estudo de soluções alternativas para o seu isolamento térmico.

No capítulo 2 que diz respeito ao estado de arte são apresentados os tipos de soluções para a extração de petróleo e gás a nível de tubagens. Este tipo de atividade é regulada por regras e procedimentos normativos internacionais que serão apresentados e que será devidamente enquadrada. Será feita uma apresentação dos tipos de tubagens utilizados para a exploração do produto, tendo presente as vantagens e desvantagens respetivas. Ainda neste Capítulo é apresentada a revisão bibliográfica sobre transferência de energia e todos os fenómenos aí presentes.

Em relação ao Capítulo 3 é apresentado as alternativas dos materiais a utilizar no que concerne ao isolamento térmico das tubulações e referidas as propriedades e procedimentos efetuados.

O último Capítulo corresponde às conclusões obtidas na realização deste trabalho bem como alguns pontos sugeridos para futuras investigações neste campo.

2

ESTADO DA ARTE

2.1. ENQUADRAMENTO

2.1.1. CONSUMO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO MUNDO

O petróleo continua a ser um recurso com grande relevância no campo da energia mundial, sendo a principal fonte de rendimento energético (cerca de 32,6%). Prevê-se um aumento do consumo do mesmo [5], como é possível observar na figura 4.

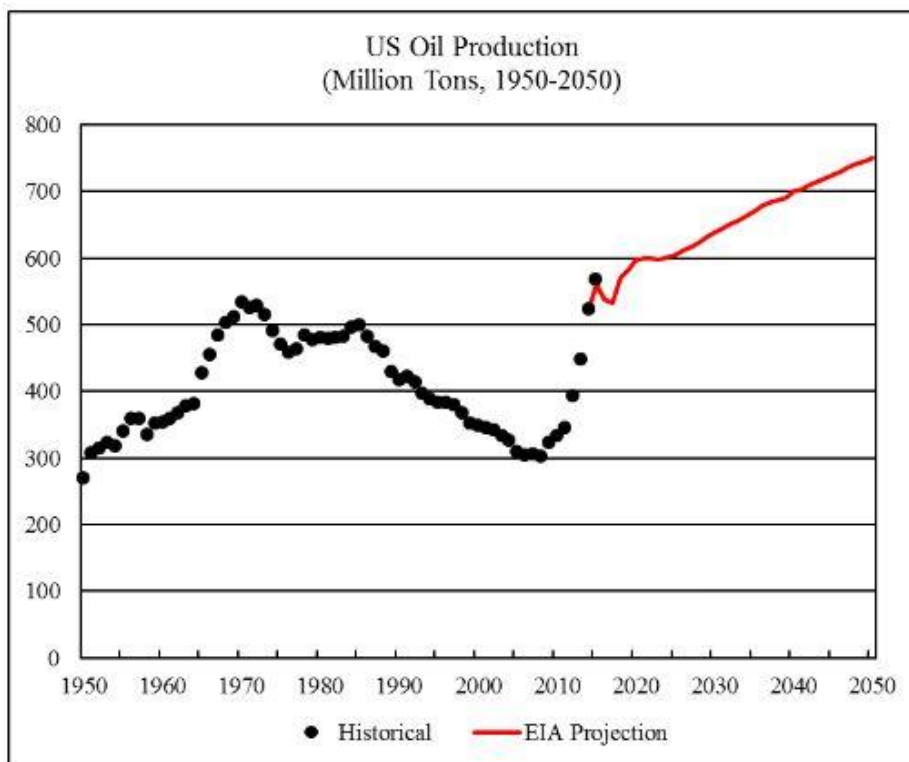


Figura 4 – Produção Mundial de Petróleo e Balanço de Consumo (EIA- Dezembro 2015)

Para perceber como o mercado energético funciona são realizados anualmente documentos que mostram as alterações da produção e consumo de energia globais, entre os quais destaca-se o “*BP Statistical Review of World Energy*”[6].

O relatório permite visualizar a tendência de crescimento ou abrandamento de todas as atividades energéticas. No que diz respeito ao consumo por área geográfica, é facilmente observável que o Consumo Mundial de Derivados de Petróleo é bastante elevado e que o mesmo tem aumentado nos últimos 10 anos.

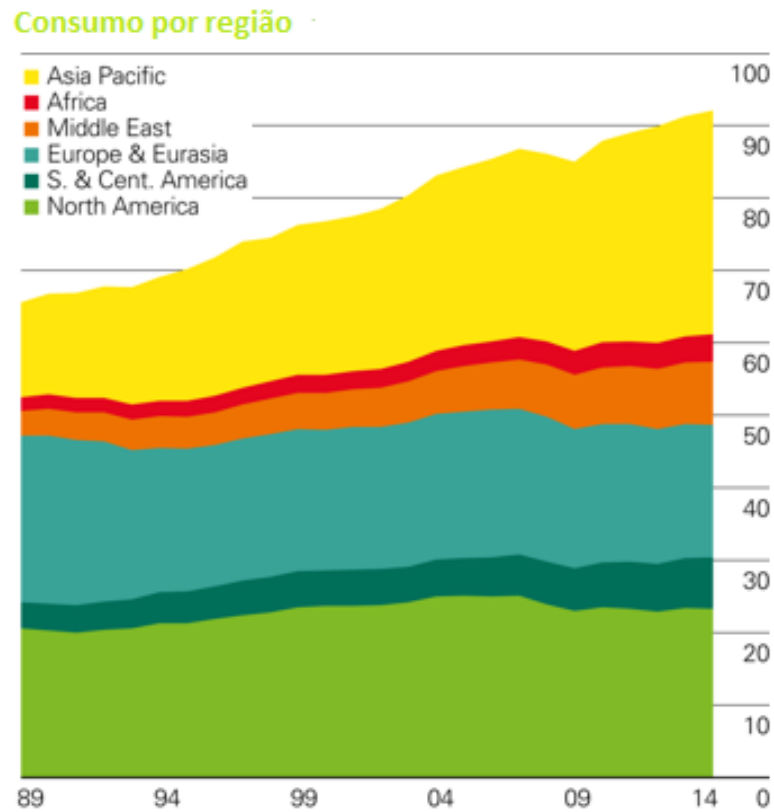


Figura 5 – Consumo Mundial por área geográfica (*BP Statistical Review of World Energy*) adaptado

Já no que diz respeito à produção, o maior produtor em 2015 foi os Estados Unidos, aumentando a sua produção para os 1,6 milhões de barris diários (barril de petróleo tem capacidade de aproximadamente 159 litros). Este facto deve-se essencialmente à extração do xisto (petróleo não convencional).

A Arábia Saudita é o segundo maior produtor de petróleo, com grande parte da sua produção *Onshore* (produção em Terra) o que reduz significativamente o preço de extração.

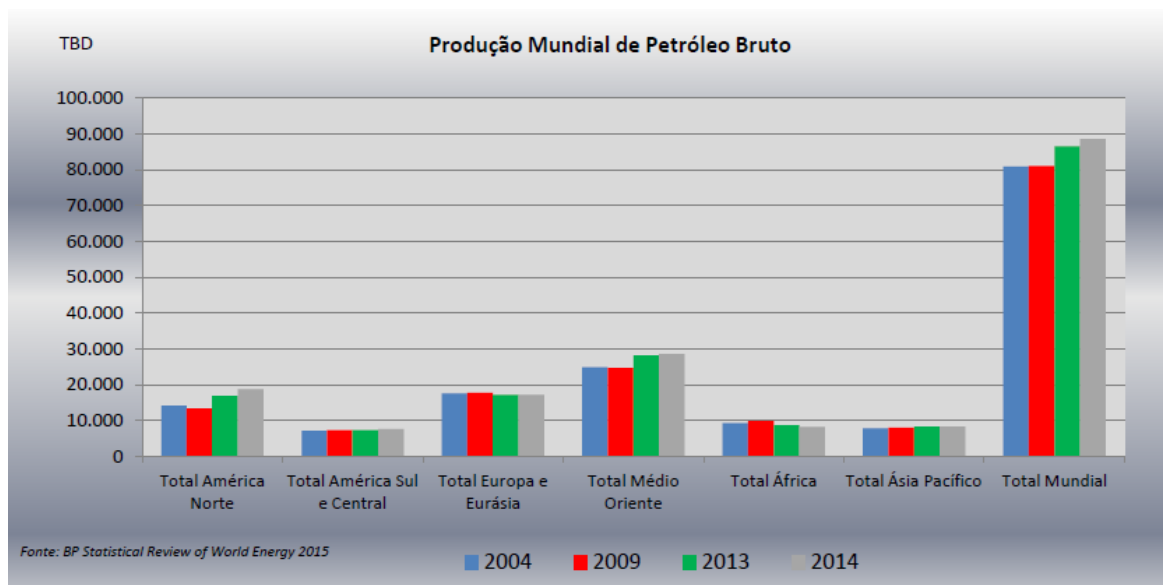


Figura 6 – Produção Mundial de Petróleo (por área geográfica) [7]

2.1.2. CONSUMO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM PORTUGAL

Em Portugal existe um consumo de cerca de 300 mil barris diários, sendo que o valor monetário por esta fonte de rendimento energético está na ordem dos 8-10 mil milhões de euros por ano (importações de combustíveis fósseis) [8].

Relativamente à produção de petróleo em Portugal ainda é inexistente. Porém segundo a ENMC (Entidade Nacional para o Mercado de Combustíveis), instituição que tutela a exploração, desenvolvimento, investigação e pesquisa de todos os recursos petrolíferos bem como assegurar os stocks de reservas petrolíferas em Portugal, existe condições geomorfológicas muito parecidas ao Canadá – território que fez fronteira com Portugal há muitos milhões de anos. (ver figura 7) [9].

O Canadá é um país produtor de petróleo e as semelhanças geológicas favoráveis fazem com que haja um grande investimento na investigação da existência de reservas de hidrocarbonetos, sendo que no período entre 2007 e 2013 foram gastos 264 milhões de euros neste campo [10].

A proximidade de Portugal e Canadá é explicada através da existência de um supercontinente denominado Pangeia (Era Paleozoica). Através da teoria da deriva continental é possível concluir que a probabilidade de encontrar reservas deste recurso será alta. Com base na teoria supracitada pode-se observar na figura 7 a disposição de alguns países há certa de 500 milhões de anos.



Figura 7 – Localização de Portugal e Canadá há 500 Milhões de anos [11]

Das 175 sondagens realizadas em zonas *offshore* Portuguesas, 117 foram encontrados indícios de petróleo e gás, pelo que existem potenciais investimentos para 2016 para a atividade de prospeção. [12]

Se houvesse a possibilidade de Portugal ser um produtor de petróleo e gás haveria uma grande alavancagem económica para o país e conseqüentemente uma menor dependência externa deste recurso energético.

Embora tenha aumentado as energias alternativas a nível de investimento, estas não se refletiram para travar a diminuição da exploração e consumo de petróleo.

2.1.3. CONTEXTUALIZAÇÃO HISTÓRICA

O contacto com o petróleo leva ao ano 4000 a.C. resultado de afloramento no Médio Oriente, sendo que os povos da Pérsia, Mesopotâmia, Judeia e Egipto utilizariam frequentemente este material para diversas finalidades. O mesmo estava a profundidades baixas e tinha a utilidade medicinal, construção civil, no cerco de fortes e castelos (iluminação) e para fins bélicos aquando das batalhas (material inflamável).

Para a extração deste recurso, havia relatos da existência de perfuração de poços com hastes em bambu, em 347 a.C. feita pelo povo chinês. [13]

Este nome foi criado na Roma Antiga e significava óleo de rocha [14]. Também no Império Romano existe citações da utilização do *óleo da Media*, que era colocado em flechas incendiárias, e que só era apagado com areia.

Os primeiros relatos de extração e destilação deste recurso datam de finais do século XVIII em Baku (Azerbaijão) e era destinado para iluminação. Com as alternativas eram mais dispendiosas e poluentes, tais como óleo de baleia e óleo destilado de baleia, houve uma crescente procura do petróleo.

A história pelo grande aumento de interesse do petróleo leva-nos até ao início do século XIX, sendo uma importante fonte de energia e que implicara um decréscimo das alternativas da altura tais como o gás (destilação do carvão vegetal) tendo como função a iluminação pública. Até cerca de 1870 a iluminação era a única utilidade deste recurso, mas o desenvolvimento da energia elétrica fez com que o mesmo não fosse interessante economicamente para esse fim.

Contudo, no início do século XX houve a criação dos motores a gasolina e *diesel*, e desde então não parou o crescimento pela exploração petrolífera.

2.2. PROCESSO DE FORMAÇÃO

O petróleo é um produto que resulta da decomposição de seres (matéria orgânica) que se depositaram no fundo de mares ou lagos. Havendo condições para a sua transformação química, ou seja, combinação de ações de temperatura, pressão e baixa percentagem de oxigénio aí presentes, transformaram-se numa “substância oleosa”. [15]

É possível ver na figura 8 o seu processo de formação de forma simplificada:

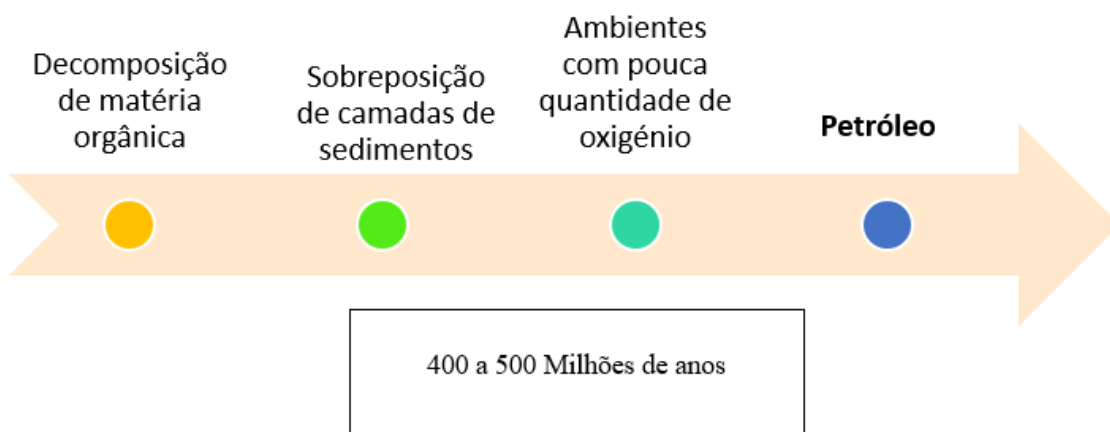


Figura 8 – Processo de origem do petróleo (adaptado) [16]

Essa substância denominada petróleo tem uma coloração entre o castanho / verde e o preto e uma densidade geralmente menor que a água, na ordem dos 880 kg/m³ e que se caracteriza por ter a particularidade de ser inflamável.

Sendo um processo lento, é expresso em intervalos de milhões de anos (entre 400 a 500). De salientar que o petróleo irá migrar da rocha original de formação (rocha-mãe) para uma rocha porosa onde se aloja (Rocha-armazém ou jazidas). Essas jazidas normalmente são constituídas por bacias sedimentares - camadas de arenitos e calcários que são conhecidos por terem alta porosidade. [17]

Este acontecimento é explicado pelas diferentes densidades aí presentes, ou seja, como o petróleo e o gás têm densidades inferiores à da água e pela presença de rochas porosas faz com que o movimento ascendente destes dois materiais menos densos aconteça. Também como o gás natural é menos denso que o petróleo este localizar-se-á numa posição superior.

Na figura 9 é possível observar o processo de migração destes recursos:

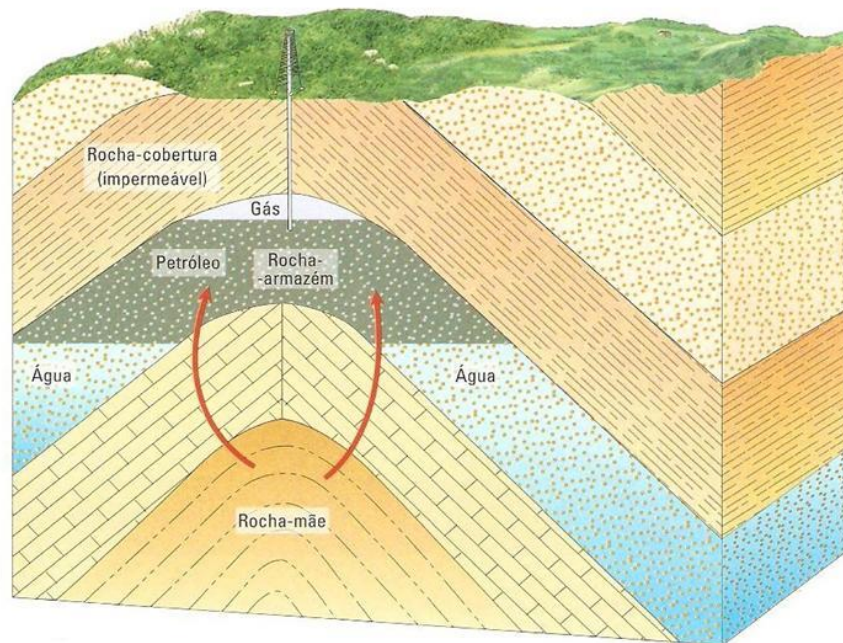


Figura 9 – Condições de migração da Rocha-mãe para o Rocha-armazém [18]

2.3. PROCESSO DE PROSPECÇÃO E EXTRAÇÃO

Para a prospecção do petróleo é necessário um grande investimento inicial devido aos estudos do local de exploração pois são altamente complexos. Mas sendo uma das mais importantes fontes de energia e

com grande diversificação de derivados (benzina, polímeros plásticos, medicamentos, etc.) têm assim um elevado valor económico. [19]

Esse acontecimento é perceptível em país produtores de petróleo, sendo que esta matéria-prima é responsável pelo crescimento económico dos mesmos, como por os países do Médio Oriente, Angola e Brasil

2.3.1. PESQUISA DE CAMPOS DE PETRÓLEO

Para a pesquisa e identificação dos campos de petróleo é necessário recorrer à análise cuidada do solo, sendo muito importante a intervenção de duas áreas: Geologia e Geofísica.

Na geologia é analisado as camadas de solo, composição e propriedades físicas presentes no local. No que concerne à geofísica, esta tem como função a representação do subsolo, isto é, clarifica as camadas abaixo do solo para verificar se existe condições para a presença de petróleo. [20]

O método “clássico” de localização de campos de petróleo consiste em explosões controladas nas áreas adjacentes ao ponto estudado e verificar o seu comportamento sísmico, ou seja, examinar quais as respostas sísmicas que existirão nesse maciço rochoso [21]. Na figura 10 é perceptível pela anomalia espectral a presença ou não de reservatórios de petróleo.

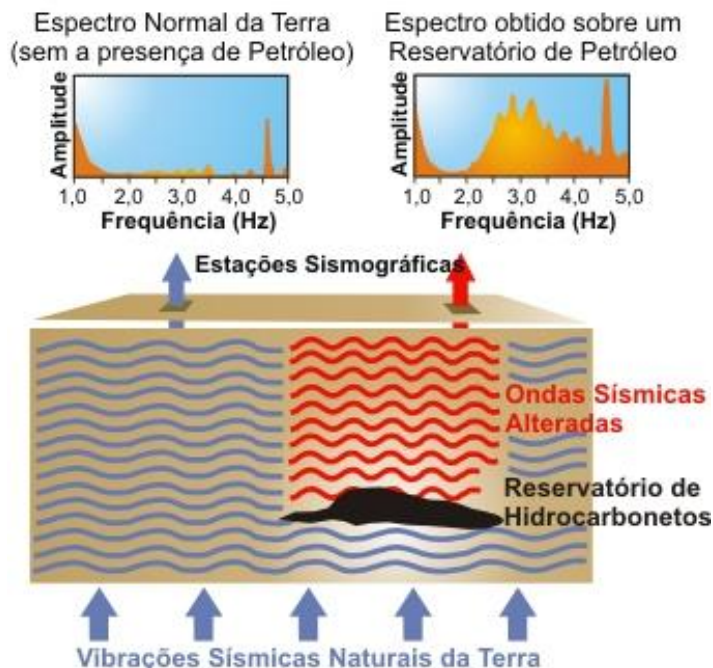


Figura 10 – Aplicação de geofísica - comportamento sísmico (Afonso Vasconcelos, 2014)

Aquando da presença de reservatórios de hidrocarbonetos a amplitude aos 3 Hz será claramente maior, indicando a presença de petróleo. Este estudo é baseado nas propriedades das rochas pois a transmissão das ondas sísmicas irá variar de acordo com o tipo de rocha aí presente. O emissor provocará a onda sísmica e existirá a presença de vários recetores para perceber a reflexão dos sinais ao longo do solo marinho. Na figura 11 poderá observar a monitorização supracitada. [22]

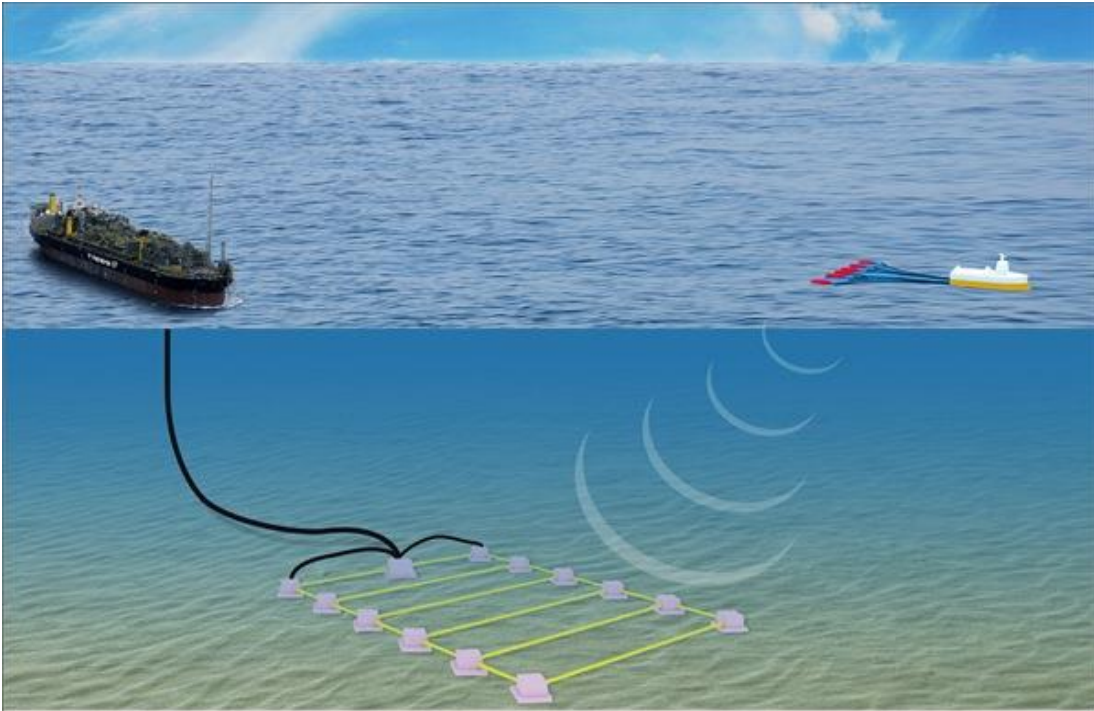


Figura 11 – Monitorização sísmica (Afonso Vasconcelos)

Esta técnica é também amplamente utilizada para a determinação de outros recursos como carvão, gás natural e ferro. Outros processos complementares na pesquisa e localização de reservatórios são o recurso a imagens de satélite, gravimetria e magnometria pois permite aferir com maior exatidão os mesmos.

Na figura anterior é perceptível que este tipo de monitorização pode ser realizado ao longo da vida útil do campo de petróleo. Isto significa que além do tratamento de informação tridimensional (3D) permite também verificar o seu comportamento ao longo do tempo, processo denominado Levantamento Sísmico 4D. Ou seja, permite analisar as 3 dimensões de espaço (comprimento, largura e profundidade) e tendo em conta a dimensão temporal (intervalo de tempo).

O resultado desta tecnologia são modelos tridimensionais usados pelas empresas de exploração de petróleo, que se assemelha a uma “radiografia” do solo ao longo do tempo. [23]

Nestes modelos de simulação permite prever as quantidades produzidas, verificar a viabilidade económica e por conseguinte facilitar as decisões de investimento. Atualmente, com o desenvolvimento do *hardware* e *software*, este processo pode ser realizado em computadores pessoais não necessitando de servidores potentes para o efeito.

Também permite saber quantos poços de petróleo serão necessários para a exploração e ajudando na melhoria da produtividade, pois aumenta a taxa de recuperação do petróleo. Ou seja, permite saber a movimentação dos fluidos, pressões e geometrias dos corpos no reservatório.

Os parâmetros principais na vida útil de um campo de petróleo que são tidos em conta com o Levantamento Sísmico 4D são: saturação do gás, água e óleo, temperaturas, densidades, compactação, entre outros. Têm sido realizadas muitas demonstrações a investidores (aliando a visualização 3D através de óculos para o efeito) sendo possível visualizar de forma mais intuitiva e clara os campos de petróleo e assim mostrar o seu potencial:

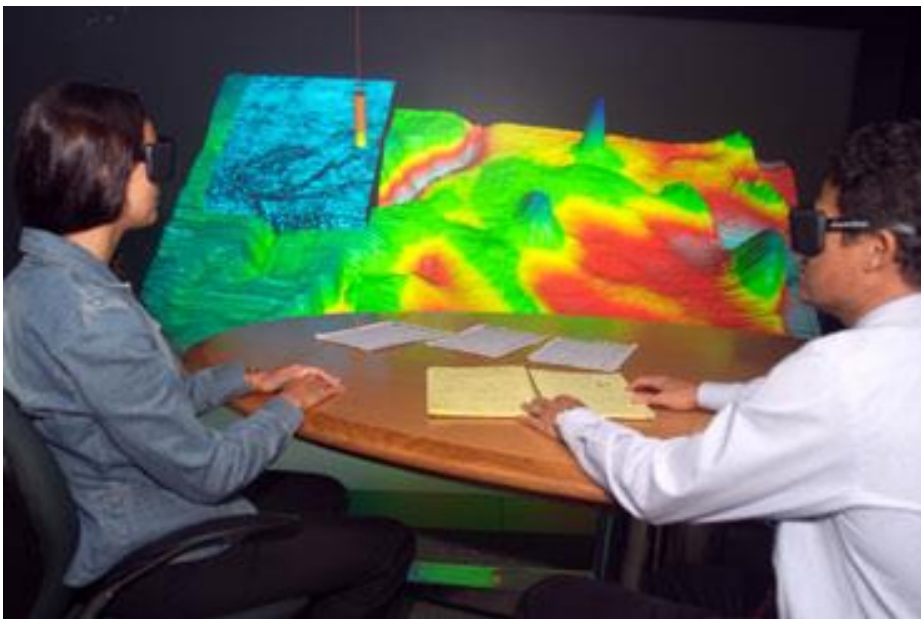


Figura 12 – Visualização de levantamento sísmico 4D (Petro e Química)

2.3.2. PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

A perfuração de poços de petróleo constitui um processo complexo, sendo que os materiais de perfuração terão que ser adequados à rocha perfuradas. O material constituinte das brocas é escolhido tendo em conta a dureza das rochas, diâmetro da perfuração e altura, podendo ser de aço ou diamantes industriais.

Os primeiros furos são realizados com intuito de aferir a viabilidade económica do local, ou seja, verificar a existência de petróleo em quantidades que visam o retorno financeiro. Em primeira fase é então efetuada a sondagem de pesquisa.

Ao longo da sonda de perfuração é bombeado lama de perfuração com o intuito de arrefecer a broca e arrastar a rocha triturada para a superfície. O movimento da broca deve-se à rotação de hastes provocadas por motores.

Deve ser evitado a saída violenta de gás, petróleo ou gás aquando do contacto com o reservatório e que o equipamento de perfuração esteja sempre na posição vertical. De salientar que esta operação é bastante onerosa e que carece de grande equipamento de suporte.

Para que o apoio esteja sempre firme é necessário que as plataformas de apoio ou navio-sonda consigam suportar cargas que podem chegar a valores de 500 toneladas e induzem a grandes vibrações na estrutura. Para clarificar o processo supracitado é apresentado a seguinte figura com todos os componentes respetivos:

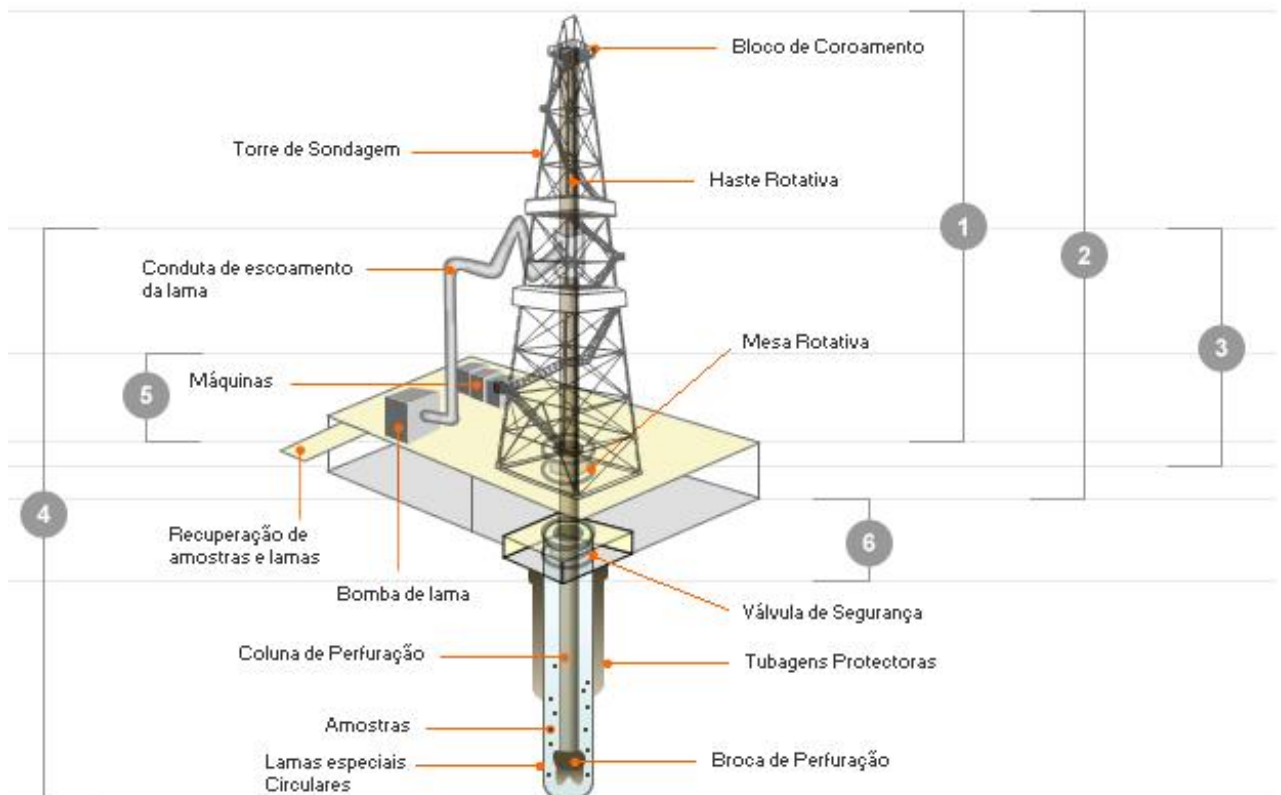


Figura 13 – Processo de Perfuração (Galp)

Para a prevenção de explosões é instalado no fundo do mar o equipamento BOP em zonas de exploração *Offshore* a grandes profundidades, sendo essencialmente conjunto de válvulas com função de paragem de extração. Sempre que haja um *kick* (fluxo indesejado de fluido) deve ser devidamente acautelado pois poderia colocar em risco meio ambiente, e danos materiais e humanos.

No que diz respeito ao peso exercido sobre a broca é o resultado do peso próprio da coluna de perfuração e com a introdução de tubos de comando (*drill collars*). Para a lama de perfuração deve ser tidos vários aspetos como ser um material bombeável, estabilização permanente das paredes do furo, não criar corrosão ao equipamento de perfuração e possibilitar separação dos cascalhos que serão encaminhados para a superfície (pois serão analisados).

Para eventuais paragens de operação de perfuração, tal como introdução de hastes ou qualquer operação de manutenção no equipamento, deve ser um requisito obrigatório da lama de perfuração assegurar que os cascalhos estejam em suspensão. Este facto deve-se a evitar qualquer dano na broca pois poderia causar em casos extremos a perda do poço. [24]

Na presença de argilas e para evitar que este tipo de formação rochosa expanda e cause danos no equipamento devem ser introduzidos aditivos que desativam essa reação, porém tem de ser muito bem ponderada para que não contamine o a formação rochosa que contenha hidrocarbonetos.

Com o avanço da perfuração são introduzidos tubos de aço de diâmetro inferior que são interligados por rosca, solda ou encaixe e que servirão de proteção das paredes dos poços. Findo a introdução de proteção em aço é introduzido pasta de cimentos que será um complemento de proteção pois preenche quaisquer espaços vazados e serve de barreira primária.

Ao longo das fases de perfuração (aumento da profundidade) os diâmetros das brocas serão minimizados bem como os diâmetros dos revestimentos. Pelo que o estudo de mudança de diâmetro ao longo da profundidade deve ser bem ponderado.

A lama de perfuração é feita com base em água ou óleo (sintético ou para sistemas pneumáticos) em que pode ser introduzidos materiais de baixo custo com intuito de aumentar a sua viscosidade tal como casca de cocô ou material de serragem.

A constituição da lama é variável pois dependerá da relação entre pressão hidrostática da lama e pressão das formações rochosas, sendo que a pressão das lamas terá de ser inferior para não seja introduzida na rocha. [25]

2.3.3. EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO

Depois da pesquisa e confirmação de reservatórios de petróleo existe a etapa de extração deste recurso. É uma etapa muito importante pois qualquer erro acarreta custos muito graves, quer económicos ou ambientais.

De salientar que a extração pode ser dividida em três componentes, dependendo das suas técnicas e bem como da taxa de recuperação (percentual) do reservatório.

Na figura 14 é possível observar de forma resumida cada tipo de recuperação.

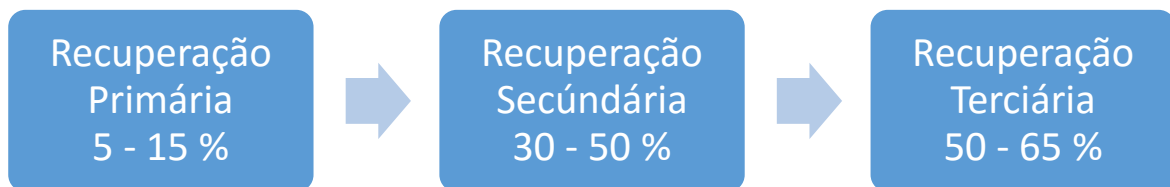


Figura 14 – Tipos de Recuperação de Reservatórios de Petróleo

A recuperação primária é característica dos primeiros poços de petróleo onde era efetuada apenas de forma natural, ou seja, introdução de água natural que por densidade fará o óleo ascender bem como o gás natural que está na parte superior do reservatório.

Esta solução é a que apresenta o valor mais baixo a nível de taxa de recuperação, o que influenciava muito a viabilidade de um campo de petróleo. Nesta situação o óleo ascende naturalmente, existindo para tal ferramentas para o controlo de pressão, ou seja, recurso a Árvore de Natal (sistema de válvulas) que será posteriormente encaminhado para as plataformas de armazenamento e processamento.

É preferível a presença de óleo leve (menor densidade) pois a sua extração é mais fácil. Este tipo de extração (recuperação primária) acaba quando houver um equilíbrio de pressão no reservatório.

Deve ser equacionado a utilização de bombagem para aumentar um pouco a taxa de recuperação, pois dependerá da dimensão do recurso a extrair e seus custos (situação de estudo de viabilidade económica).

Na figura 15 é possível observar como funciona a recuperação primária:

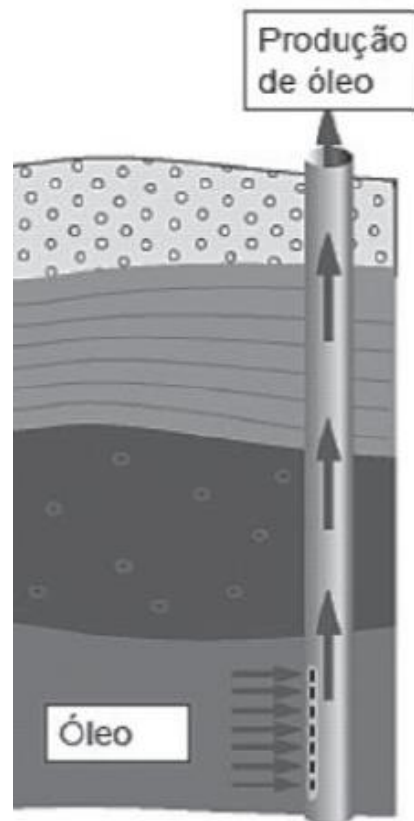


Figura 15 – Recuperação Primária (J. Thomas) adaptado

Na recuperação secundária já existe uma taxa (percentual) mais apetecível a nível de investimentos, pois a sua viabilidade económica torna-se mais fácil.

Este tipo de recuperação está associado quando a pressão no reservatório (subterrânea) não é suficiente para ascender até à plataforma de armazenamento.

Após ocorrer a recuperação primária no reservatório existe a necessidade deste tipo de recuperação (secundária).

Isto significa a introdução de fluidos (água ou gás) para o reservatório com implementação de energia externa, afim de garantir um acréscimo da pressão interna do reservatório. Assim sendo faz com que o óleo presente no reservatório ascenda artificialmente.

Os dispositivos utilizados para ascender o petróleo até à plataforma de armazenamento são normalmente Bombas Elétricas Submersíveis (ESP – Electrical Submersible Pumps).

Esta solução é baseada em bombas com motor elétrico e que têm um intervalo de operação entre os 2900 rpm (rotações por minuto) até 3500 rpm.

Solução tem grandes vantagens como produzir grandes volumes de hidrocarbonetos, capaz de extrair gás aquando da extração do petróleo, e suporta grandes pressões e temperaturas.

Porém tem alguns inconvenientes tais como dificuldade de operar em solos do tipo arenoso e necessita de grande tensão (até 5000 Volts).

Atualmente já existe extração horizontal no reservatório, pois assim a taxa de sucesso é maior. Na figura 16 é possível observar essa situação.

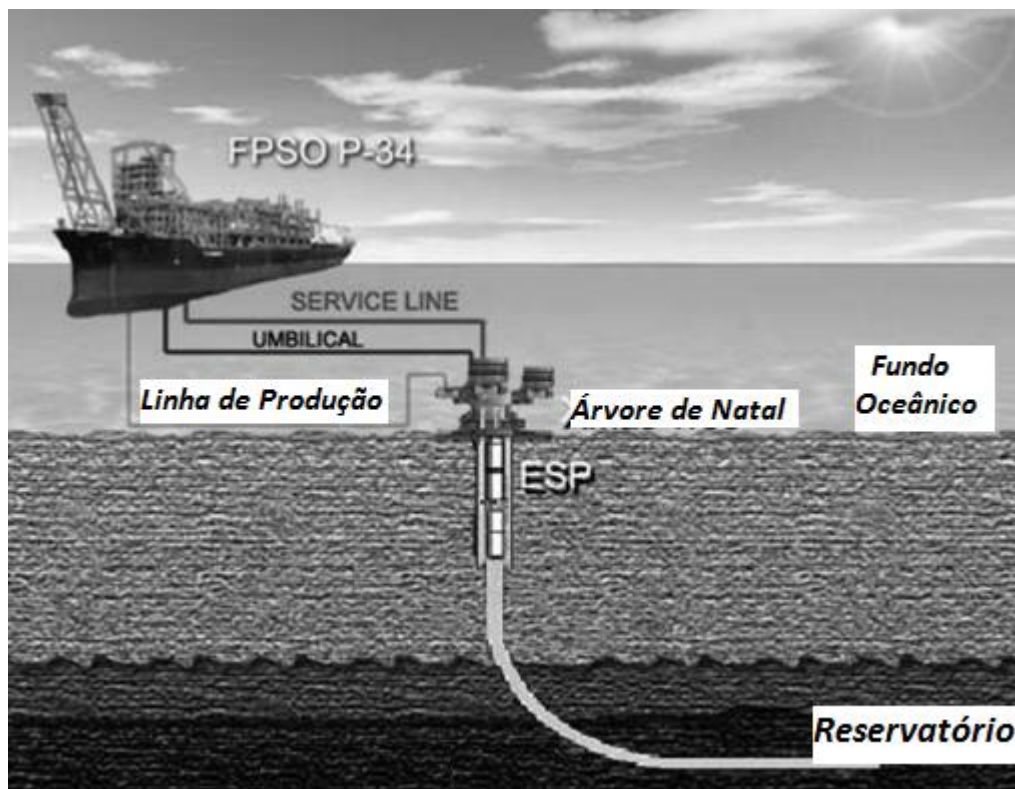


Figura 16 – Sistema de Bombas Elétricas Submersíveis (ASME) adaptado

Em alternativa também pode ser introduzido dióxido de carbono (CO_2), água ou outro gás com intuito de reduzir a densidade global do fluido no reservatório.

A recuperação secundária tem como grandes vantagens a capacidade de não misturar o fluido introduzido e o petróleo existente no reservatório e não modifica quaisquer propriedades do reservatório.

Pode ser observado este tipo de solução na figura 17, onde são bombeados os fluidos para dentro do reservatório e por conseguinte é forçada a saídos dos poros do mesmo.

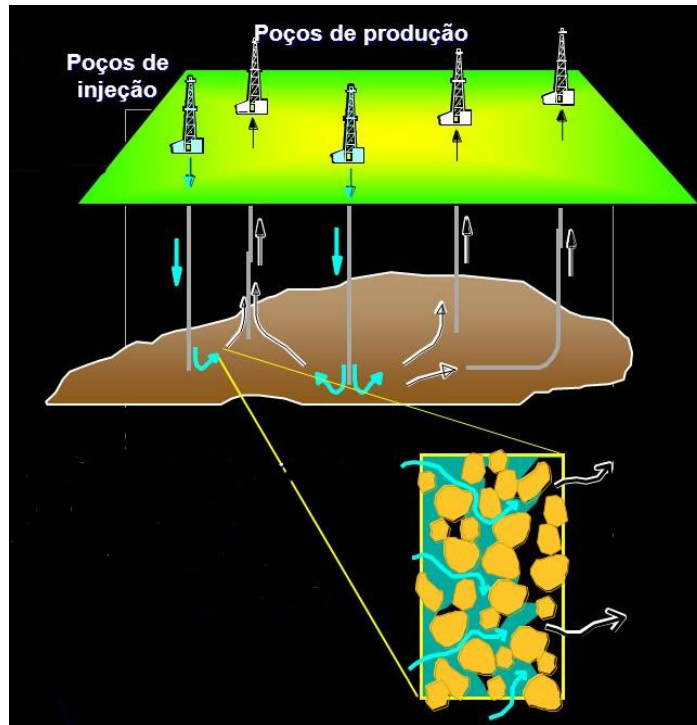


Figura 17 – Recuperação Secundária (Graben Apodi)

A Galp em parceria com a Petrobras foram as primeiras empresas a utilizar o método alternado de injeção de água e gás em águas profundas (cerca de 2200 metros de profundidade – Campo Petrolífero de Lula / Tupi) a Junho de 2013 tendo conseguido aumentar o fator de recuperação de petróleo no reservatório.

Na recuperação terciária existe várias opções de melhorar a extração de petróleo. Podem ser de vários tipos: Métodos Térmicos ou Métodos Químicos.

No método térmico existe injeção de vapor e água condensada, que aquecerá o petróleo e os ficam com temperaturas próximas do reservatório. Aquecendo o petróleo faz com que a viscosidade baixe significativamente e torna a extração viável.

Para transformar a água em vapor é utilizado três equipamentos: compressor, turbina e câmara de combustão que formam o conjunto turbina a gás, que será introduzido no reservatório. Esta solução é frequente no golfo do México.

Outro método térmico será a queima *in situ* onde é incendiado parte do óleo para aquecer o restante (envolvente) no reservatório, fazendo com que o torne menos viscoso.

A aplicação de agentes tensoativos servem para reduzir a tensão superficial da água e o óleo dentro do reservatório.

A utilização pelo método de solventes (alagamento por dióxido de carbono por exemplo), isto é, dióxido de carbono misturável / miscível faz com a viscosidade do petróleo baixe. Embora seja utilizado grande par.

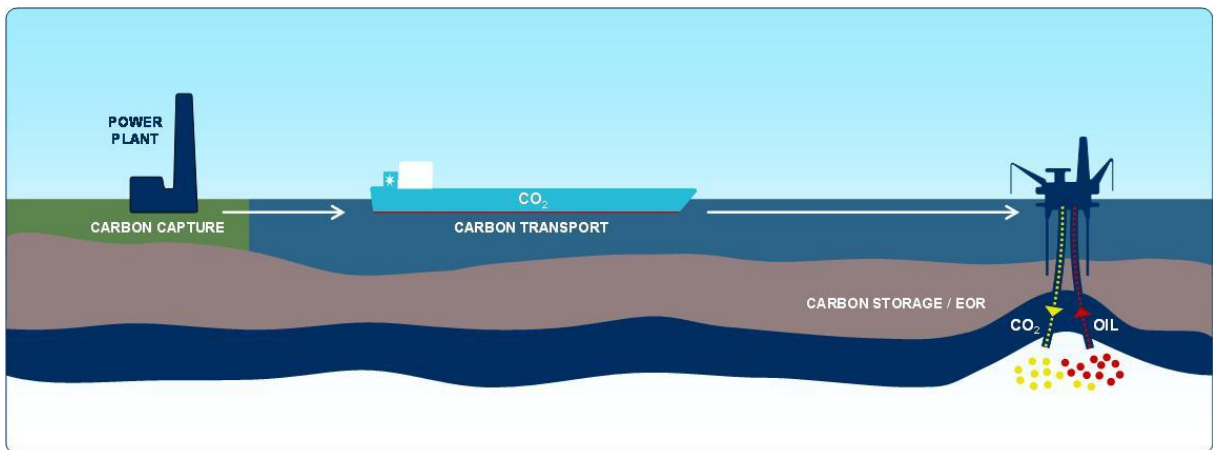


Figura 18 – Método de introdução de dióxido de carbono no reservatório (S. Thomas)

De salientar que este tipo de recuperação é onerosa e é só utilizada quando não é possível extrair mais do reservatório por recuperação secundária.

Devido à poluição deste tipo de recuperação surgiu uma alternativa mais amigável ao ambiente, denominado tratamento microbiano.

2.4. PROCESSO DE REFINAMENTO

Como esta área aumentou significativamente passou a ter um peso enorme na indústria do planeta, o que necessitou o aperfeiçoamento na exploração deste recurso. Para tal melhorou-se o rendimento nas unidades fabris e técnicas da indústria química.

O petróleo extraído é encaminhado para as refinarias. Como o petróleo é uma substância que pode ter várias combinações, ou seja, dependendo do ponto de ebulição originará produtos diferentes que darão diversas utilizações.

Com esta relação é possível promover a separação dos constituintes do petróleo através da destilação da amostra recolhida. Determina-se assim os tipos de hidrocarbonetos em função da temperatura, como é visível na figura 19.

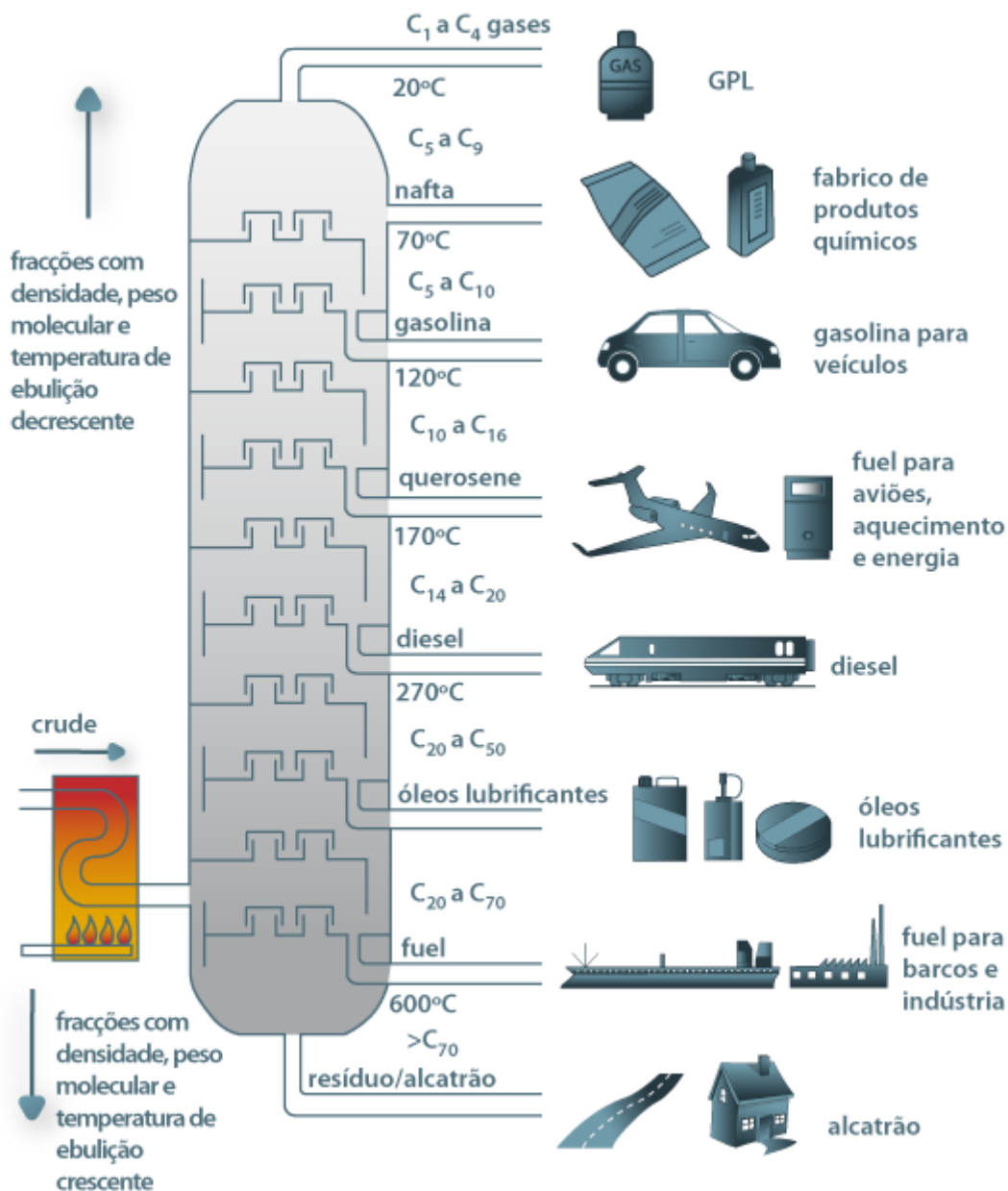


Figura 19 – Destilação Fracionada [26]

Como é perceptível na figura anterior o refinamento do petróleo origina subprodutos, com características de temperaturas de ebulição específicas bem como a sua composição (número de átomos de carbono).

Pode-se relacionar a temperatura de ebulição com o número de átomos de carbono na cadeia, pois quanto maior for o número de átomos maior será a sua temperatura de ebulição.

Esses subprodutos podem estar em vários estados, que tanto podem ser líquidos (por exemplo diesel), gasosos (GPL) bem como sólidos (alcatrão).

Nas refinarias existe a combinação de processos físico-químicos, onde basicamente é colocado o petróleo bruto numa caldeira e é aquecido até a uma temperatura de 600°C.

Na torre de fracionamento (figura anterior) existem bandejas de destilação que estarão a alturas diferentes. Consoante a ascensão do produto, a sua temperatura irá decrescer e será encaminhada para cada bandeja correspondente. Quando maior for a temperatura de ebulição, maior também será a sua massa molar – craqueamento térmico (*Thermal Cracking*).

O produto excedente do processo supracitado pode ser ainda mais aproveitado. Aí aparece um novo processo mais eficiente e seguro contudo mais oneroso denominado craqueamento catalítico do petróleo (*catalytic cracking*). Essa técnica é baseada em química, onde diferencia os materiais pelo seu peso molecular com recurso a catalisadores.

Se um composto tiver uma quantidade de átomos de carbono maior significará uma fração mais pesada. Por exemplo, para diferenciar a gasolina do diesel (gasóleo) utiliza-se essa técnica, pois a primeira é constituída por 5 a 10 átomos de carbono e o segundo tem entre 14 a 20 átomos de carbono.

No craqueamento catalítico existe a utilização de uma substância que tem a função de acelerar a decomposição química do composto, ou seja, aumentar a velocidade da reação química aí presentes sem acréscimo de energia de ativação.

Estes catalisadores não têm qualquer papel no produto final da reação química, não sendo dessa maneira consumidos durante formação de novas ligações.

As substâncias resultantes são economicamente bem atrativas, traduzindo em matérias-primas da indústria petroquímica com boas margens de lucro.

A nível nacional existe a refinaria de Sines (figura seguinte), sendo uma das maiores da Europa, com capacidade de armazenamento de 3 milhões de metros cúbicos.



Figura 20 – Refinaria de Sines

No que diz respeito à sua capacidade laboral (destilação) é de cerca de 220 mil barris diários. Com uma área de aproximadamente de 320 hectares e tendo um enorme peso na economia portuguesa, só para ter noção da importância desta refinaria esta é responsável por cerca de 9% da economia nacional. [27]

Também existe a refinaria de Matosinhos, que tem capacidade de armazenamento de 1,78 milhões de metros cúbicos e constitui uma refinaria de maior especialidade em transformação de produtos industriais tais como produtos aromáticos, matérias-primas de plásticos, adubos, tintas, etc.

Para resumir todos os processos que existem na exploração é apresentada a figura 21, onde mostra de forma sintética a extração e transformação do petróleo bruto.

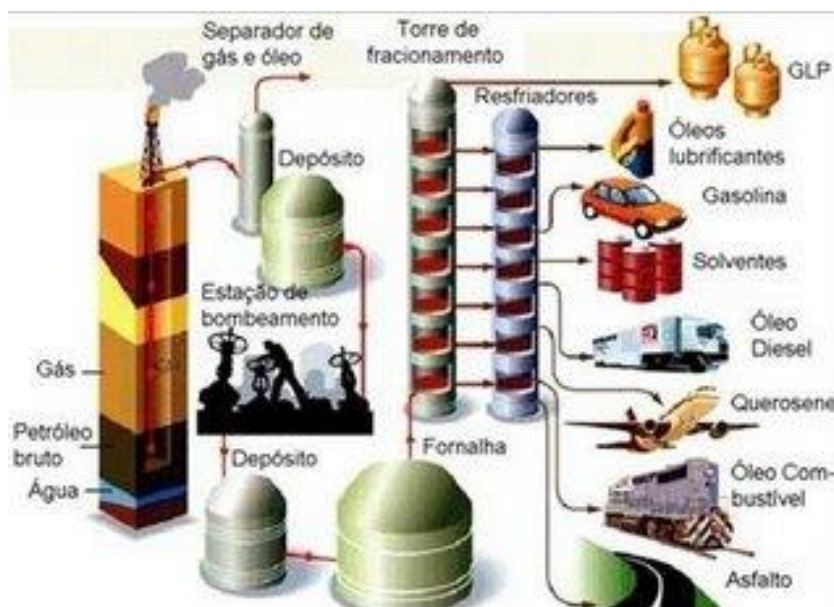


Figura 21 – Processo de extração e transformação do Petróleo Bruto

2.5. PROPRIEDADES E CARACTERÍSTICAS DO PETRÓLEO

Aquando do estudo da existência de petróleo num determinado local é necessário estudar o mesmo em relação às suas propriedades, pois permite estimar qual o tipo de produto existente nos reservatórios e classifica-lo. Será necessário recorrer a diversas propriedades físicas e químicas.

Uma grandeza muito relevante no estudo de produtos derivados do petróleo é o seu grau de densidade. O Instituto Americano de Petróleo (API - American Petroleum Institute) utilizou esta escala propositadamente para averiguar a densidade relativa dos mesmos [28].

Quanto maior foi o grau API menor será a densidade do óleo. É obtido através da seguinte equação:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\rho} - 131,5$$

Equação 1 – Grau API

Onde:

$^{\circ}API$ – grau API

ρ – densidade da amostra

De salientar que esta formula tem por base a densidade relativa da substância, tomando como referência a densidade da água a 15,55°C (60°F). O petróleo pode ter três classificações: petróleo leve, médio e pesado. Existindo também o óleo retirado de areias embebidas de alcatrão.

O petróleo leve é caracterizado por ter uma baixa densidade e o tipo de escoamento é livre na temperatura ambiente. Tem baixa viscosidade e massa específica e tem alto grau de API (maior que 30). O petróleo médio tem um grau API entre 22 e 30 aproximadamente [29]. O petróleo bruto pesado, médio e leve, tomam os seguintes valores de grau de API (ver figura seguinte):

Classificação	Grau API	Densidade (kg/m³)
Óleo Bruto Leve	> 31,1°	< 870
Óleo Bruto Médio	22,3° - 31,1°	870 - 920
Óleo Bruto Pesado	<22,3°	920 - 1000

Figura 22 – Classificação de óleo bruto (Grau API e Densidade)

Uma das maneiras de averiguar a origem do petróleo (p.e. informações sobre a rocha onde está alojado) é através da densidade.

Outra grandeza que importa ter em conta é o teor de sal (cloreto de sódio), pois é necessário saber quantos miligramas estão aí presentes para o seu refinamento.

Quando envolve materiais com propriedades inflamáveis, é necessário determinar a quantidade de energia libertada por unidade de massa (poder calorífico) aquando da sua combustão. Por exemplo, no caso de óleo bruto é de cerca de 10600 kcal/kg.

Depois de conhecidos alguns parâmetros anteriormente mencionados é possível determinar o ponto de fluidez do produto a escoar. Esta grandeza caracteriza-se por descrever qual a temperatura mínima com o intuito de não interromper o escoamento, ou seja, sem que haja presença de cristais no interior da tubagem. Se a temperatura do líquido circulante for superior ao ponto de fluidez então significa que o fluido irá circular livremente.

Se for a considerar o transporte do produto mas de forma molecular (a nível microscópico) então é necessário contabilizar a propriedade da viscosidade. Em traços gerais a viscosidade está intimamente ligada à velocidade do fluido. A mecânica dos fluidos estabelece que quanto mais viscoso é o óleo, maior será a força exercida do mesmo ao longo das suas moléculas (atrito interno) e conseqüentemente uma menor velocidade. [30]

Através desta grandeza tem sido realizado muitos trabalhos científicos com o intuito relacionar a viscosidade dinâmica da água e óleo com o objetivo de maximizar a exploração e recuperar o reservatório.

Por outras palavras, para ajustar a viscosidade cinemática da água e óleo é realizado um ajuste para aumentar o escoamento (extração). Com o aumento da temperatura existe uma diminuição da viscosidade cinemática do produto. [31]

A velocidade do fluido depende também da distância a que o mesmo está das paredes do tubo, isto é, quanto mais próximo estiver das paredes das tubagens mais lento será a velocidade pois existe maior força de atrito (em comparação com o fluido no centro do tubo).

Neste caso a força de atrito pode ser dividida em duas componentes: atrito entre as várias moléculas do próprio fluido e atrito com as paredes do tubo.

Pela seguinte figura pode ser compreendido o conceito de viscosidade cinemática:

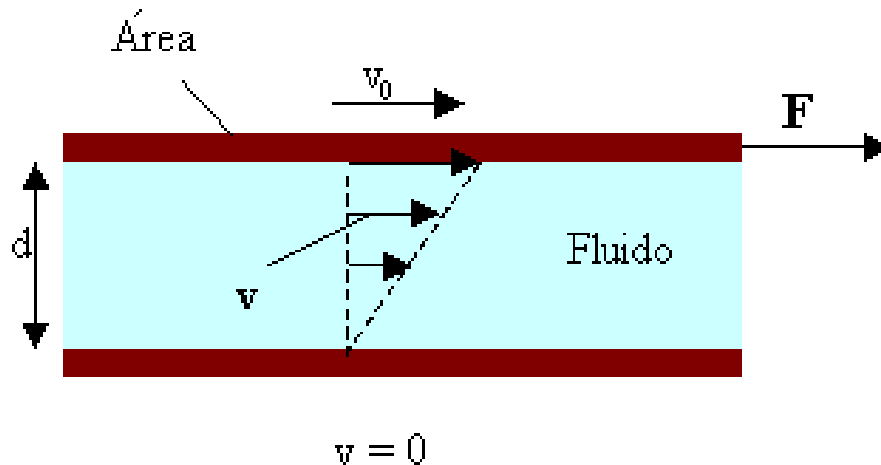


Figura 23 – Viscosidade cinemática (conceito)

Se fosse para determinar a força por metro quadrado da placa superior resultaria a seguinte equação:

$$h = \frac{F}{A} \times \frac{d}{V_0}$$

Equação 2 - Viscosidade

Onde:

h - Viscosidade (Pa.s)

d - Distância entre as duas placas (m)

$\frac{F}{A}$ - Força por área (N/m²)

V_0 - Velocidade inicial (m/s)

São realizados testes com base na regulamentação internacional (ASTM D88 – 07) para a caracterização de viscosidade de todos os produtos do petróleo.

2.6. EXPLORAÇÕES PETROLÍFERAS OFFSHORE

As explorações em cenários de grandes profundidades de coluna de água (offshore) podem ter duas funções, que é de perfuração e / ou produção. Quando se refere à produção significa ter valência para extração de petróleo e separação dos materiais (sal, água, óleo e gás). [32]

Na figura 24 é possível observar os tipos de plataformas *Offshore* existentes, cada uma com suas características.

De salientar que este tipo de extração de petróleo (*Offshore*) é cerca de 90% da produção total no Brasil por exemplo, o que implica grande investigação e desenvolvimento para melhoramento de técnicas de extração de hidrocarbonetos. São dimensionadas tendo em conta várias solicitações impostas como terremotos, tensões residuais, altura das ondas, ventos, peso próprio da estrutura. [33]



Figura 24 – Tipos de Plataformas Offshore (Petrobras)

2.6.1. PLATAFORMA FIXA

A plataforma fixa é usualmente instalada para reservatórios aquáticos até 300 metros com as características de perfuração e produção. O tipo de estrutura aí presente é de aço, e são concebidas para operar a largos períodos de tempo. Para a sua estabilização, efetua-se a cravação de estacas no fundo oceânico.

É um tipo de plataforma económica e muito versátil em profundidades até 300 metros, sendo muito frequente no Brasil. O controlo dos poços é feito na superfície e esta solução não possui unidade de armazenamento. Este tipo de solução tem em conta o alojamento do pessoal na plataforma, o petróleo ou gás aí extraídos será encaminhado para terra através de ligação por oleodutos ou gasodutos ou navio acoplado. Na figura 25 pode ser observada uma plataforma do tipo fixa.



Figura 25 – Plataforma Fixa de Mexilhão, Bacia de Santos (Petrobras)

2.6.2. PLATAFORMA AUTOELEVÁVEL (OU *JACK-UP*)

A Plataforma Autoelevável (ou *Jack-up*) é uma plataforma com a finalidade de perfuração alcançando até 150 metros de profundidade. Constituída por uma balsa e por três apoios (pernas) que têm uma altura variável, até alcançar o fundo oceânico. Depois de estar devidamente fixa no solo então é iniciado a elevação da plataforma a uma altura superior à da superfície.

Com a possibilidade de deslocar, sob a condição de grande estabilidade estrutural. Aquando da sua movimentação, esta pode ter propulsores incorporados ou então é transportada sob meio de um navio rebocador. [34]

Neste tipo de plataforma não existe produção nem armazenamento de petróleo, tendo apenas a função de perfuração. Tem grande vantagem de ser móvel, o que permite a mudança de localização do poço a perfurar.

Na figura 26 é possível observar este tipo de plataforma no mar do Norte (Aberdeen).



Figura 26 – Plataforma Autoelevável (The Telegraph)

2.6.3. PLATAFORMA SEMISSUBMERSÍVEL

Já no que diz respeito à plataforma semissubmersível, esta tem a capacidade de perfuração bem como produção e pode operar a profundidades superiores a 2000 metros de lâmina de água.

É composta por uma unidade com característica de flutuabilidade. O convés está a uma altura superior à superfície devido às colunas que estão submersas mas que têm a função de flutuadores, emergindo a plataforma.

Como o problema da estabilidade neste tipo de plataforma é acrescido, foram criadas soluções para salvaguardar este problema. Tais como propulsores existentes no casco que, por posicionamento de satélites são acionados com a finalidade de manter a plataforma na posição desejada.

Também existe um sistema de ancoragem, feito através de cabos, correntes ou âncoras que estão ligados ao fundo oceânico. Pode-se observar na figura 27 a plataforma semissubmersível Atlantis (Golfo do México).



Figura 27 – Plataforma Semissubmersível (BP)

2.6.4. PLATAFORMA FPSO (*FLOATING PRODUCTION, STORAGE AND OFFLOADING*)

Já no que se refere ao FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*) têm como objetivo a Produção, Armazenamento e Transferência de petróleo. Tem um grande alcance a nível de profundidades, pois permite produzir a mais de 2000 metros.

A extração de óleo é feita através de navios auxiliares, porém o gás é extraído diretamente por meio de tubos. Possui a grande vantagem de mobilidade podendo de maneira mais simples e económica explorar regiões onde seria muito difícil com a solução de plataformas fixas. É uma boa tecnologia para água profundas.

Na sua estabilidade é instalado sistemas de ancoragem modernos e navio possui sistema de propulsão em casos mais drásticos. Necessita de equipamento para efetuar a perfuração e o controlo dos poços é efetuado no fundo do mar.

Por se poder instalar em zonas mais isoladas e distantes da superfície é muito atrativo a nível económico pois o escoamento da produção pode ser transferido para navios petroleiros.

Se fosse para considerar a solução de oleodutos ligados do navio até à costa, tornaria o cenário economicamente inviável.

Na figura 28 é possível observar uma plataforma do tipo FPSO presente atualmente na China.



Figura 28 – Plataforma FPSO

2.6.5. PLATAFORMA FPSO MONOCOLUNA

Para complementar a solução anterior foi criada a plataforma FPSO Monocoluna, tendo as funções de produção, armazenamento e transferência.

No que diz respeito às profundidades de lâmina de água a que esta estrutura funciona, é de mais de 2000 metros.

Tem as características da plataforma FPSO mas com particularidade de ter o casco cilíndrico. Tem a grande vantagem de ter mais estabilidade do que o navio FPSO.

Esta solução por ter forma redonda faz com que exista maior estabilidade e por ainda existir uma abertura na parte central. Na figura 29 é visível a plataforma do tipo FPSO Monocoluna, denominada de *Seven Piranema* sendo que é a primeira plataforma redonda do mundo.



Figura 29 – Plataforma do tipo FPSO Monocoluna 2007 (Petrobras)

2.6.6. PLATAFORMA NAVIO SONDA

O Navio Sonda tem a finalidade de ser uma plataforma de perfuração, com um alcance de mais de 2000 metros de profundidade. A sua única função é efetuar a perfuração dos poços de petróleo submarinos. Tem uma abertura no casco onde passa a coluna de perfuração.

Todos os fatores causadores da instabilidade bem como da movimentação do navio são totalmente controlados por dispositivos de georreferenciação e computadores.

Aquando da perfuração é anexo uma sonda que tem o objetivo de monitorizar todo o processo e abertura do novo poço. Tem como grande vantagem a perfuração em locais mais distantes ou distantes da costa.



Figura 30 – Navio Sonda (Petrobras)

2.6.7. PLATAFORMA TLPW (PLATAFORMA DE PERNAS COM TIRANTES)

Por fim, existe a plataforma denominada TLWP (*Tension Leg Wellhead Platform* - Plataforma de Pernas com Tirantes), tem como função produção de petróleo até distâncias de 1500 metros.

A nível de flutuabilidade é um pouco parecido à plataforma semissubmersível porém difere na sua ligação ao fundo oceânico. Existindo assim ancoragem feito com tendões que serão fixados por meio de estacas. Sendo assim, o controle dos poços não ser efetua no fundo do oceano mas sim na superfície.

A primeira plataforma deste género (P-61) foi ancorada por meio de oito tendões de 32 polegadas cravadas por estacas com comprimento de 80 metros.

Como o sistema de ancoragem permite uma boa estabilidade de movimento, então, o centro de controlo dos poços pode ficar nas superfícies. É possível observar uma plataforma deste tipo implantada no Golfo do México (figura 31).



Figura 31 – Plataforma TWLP Ram Poweel (Kable)

2.6.8. BOIAS

As boias têm a finalidade de servir de ligação entre as tubagens dos navios com as tubagens ligadas à costa ou poços. Estas são especialmente concebidas tendo em conta várias ações como as ondas, impacto de barcos, carregamento de petróleo e ancoragem.

Por exemplo na região existe a presença deste equipamento para a realização de abastecimento de combustível.

No terminal Multifuncional dos Socorridos (Câmara de Lobos) existe uma boia colocada a sensivelmente 560 metros da costa onde é realizada a amarração a 3 boias (com cabos amarrados a maciços e âncoras).



Figura 32 – Exemplo de boia na Madeira (Seth)

Depois do barco estar devidamente em condições de segurança é feita a ligação através de uma mangueira de 75 metros especialmente feita para essa tarefa (com diâmetro de 10 polegadas) e com tubo de aço de 12 polegadas de diâmetro e um comprimento de 560 metros. A espessura do tubo de aço é de 12 mm. As boias são totalmente metálicas com peso unitário de cerca de 5 toneladas e diâmetro (parte emersa) de 4 metros. Tendo a altura total de 4 metros.

No Rio de Janeiro, na Ilha do Fundão foi instalado pela Petrobras uma boia gigante com intuito de sustentar os Riser (BSR – Boia de Sustentação de Risers) e desta forma evitar a transferência de esforços e movimentos das plataformas para os equipamentos submersos. Esta solução foi possível devido ao investimento de cerca de 20 milhões de euros, que evita problemas futuros.

O transporte de petróleo com o recurso da boia é feito com maior segurança e permitem um aumento de produção, por se tratar de um sistema mais eficiente.

Cada boia tem as seguintes dimensões: 51,8 x 39,7 x 10 metros (comprimentos, largura e altura) e está a uma profundidade de cerca de 250 metros.

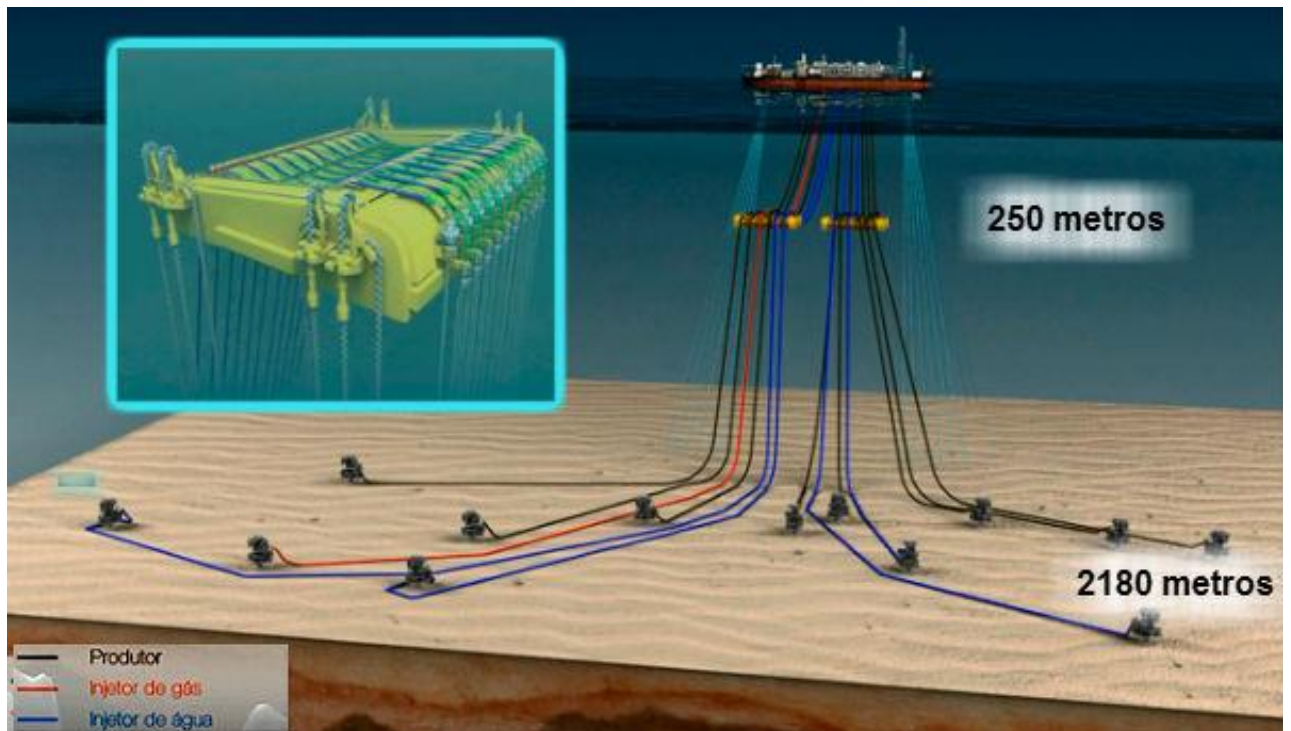


Figura 33 – Boia de Sustentação de Risers (Petrobras)

Como o fabrico das plataformas tem uma duração média de 3 anos, é instalado esta boia para tentar minimizar os tempos de espera pela mesma. Isto significa que podem ser instaladas tubagens, válvulas e outros dispositivos de transporte.

Faz com que se utilize os dois tipos de tubagem: tubos rígidos e flexíveis. Desde os poços até à boia existem tubos rígidos sendo que o restante trajeto (boia até à plataforma) é feito com tubos flexíveis.

A implementação de risers do tipo rígido desde os poços até à boia deve-se a maior resistência à fadiga, ou seja, com melhores propriedades para resistir a esforços como tração (nas zonas de ligação - devido ao peso próprio dos tubos e peso dos fluidos aí existentes), flexão devido à sua catenária, pressão interna e externa.

Também a nível de manutenção de tubagem, a existência de boias faz com que este processo seja menos oneroso e não impossibilite a paragem total da exploração petrolífera.

2.6.9. TIPOLOGIA DE TUBAGEM

Com a introdução de novas estruturas em novas realidades (águas mais profundas) houve a necessidade da tecnologia /técnicas dos materiais e equipamentos também acompanhar esse desenvolvimento.

Na próxima figura é visível todos os intervenientes aquando do transporte do óleo sem que haja problemas. Podemos encontrar diversos equipamentos tais como *gaslift* (que serve para a água de injeção), linhas de fluxo (*flowline*) e risers.

A diferença entre os risers e os flowlines é a orientação do seu escoamento, pois os risers estão dispostos na posição vertical (escoamento) e os flowline utilizam para escoamento horizontal.

Neste trabalho é realizado o estudo térmico das tubagens em linhas de fluxo (flowline) que são adaptados a situações estáticas enquanto os risers teriam comportamento dinâmico.

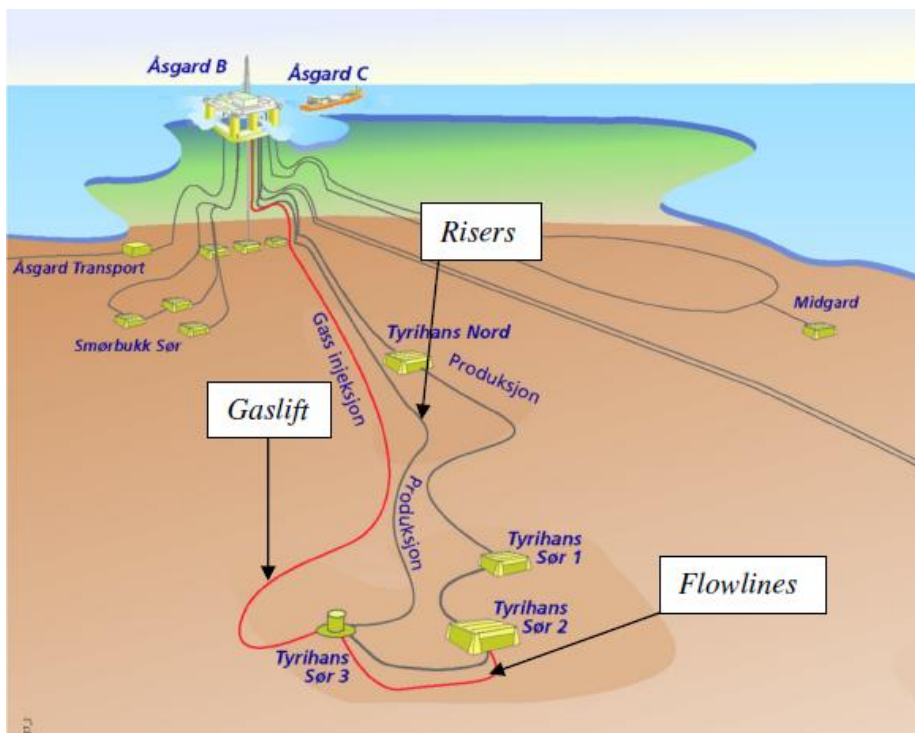


Figura 34 – Elementos de transferência de petróleo em meio submarino (M. Lopes)

Primeiramente será feita uma descrição dos tubos que existem no mercado:

- **Tubos Flexíveis**

O tubo flexível é constituído por várias camadas de isolamento térmico, o que significa que está sobre um tubo multicamada. Os materiais isolantes podem ser de várias origens, tais como polímeros, materiais metálicos (aço) [35].

Este tipo de tubagem foi inventado nos anos 60 pelo Instituto Francês do Petróleo e tendo a sua primeira aplicação nos anos 70.

Tem a grande vantagem de rápida instalação, reaproveitamento dos tubos, flexibilidade considerável e uma boa resistência à tração. A instalação do material isolante é feito através de máquinas industriais que aplicam o material de forma helicoidal.

Esta forma torna que o tubo se torne mais resistente a esforços como tração, colapso das paredes e evitam as explosões. O número de camadas depende da exigência do projeto, ou seja, irá depender de fatores tais como pressões existentes (internas ou externas), temperaturas, tipo de óleo a extrair, entre outros.

Esta estrutura poderá variar de acordo com o fabricante e com as exigências do projeto, ou seja, irão variar de acordo com as exigências do projetista e com as condições aí presentes. As condições poderão ser: tipo de fluido circulante, proteção contra abrasão, corrosão e movimentos da tubagem (esforços).

A instalação das camadas é feita por máquinas industriais que as enrolam de forma helicoidal, com diversos materiais (desde camadas de aço enrolado a materiais com boa capacidade de isolamento térmico) e espessuras variadas. Este tipo de tubo tem tido uma procura crescente e uma investigação crescente com o objetivo de aumentar as suas capacidades termodinâmicas.

Na camada externa existe a função de distribuir as tensões, com intuito de evitar qualquer fendilhação nesta zona para que o isolamento térmico não esteja em causa.

A Petrobras que é a maior produtora de tubagem flexível produz cerca de 2000 km para estruturas *Offshore* (no ano de 2014). Apresentando a vantagem de ser movida para outras explorações petrolíferas se as condições o permitirem.

Também se diferencia dos tubos rígidos na medida em que necessita de equipamento para minorar a encurvadura dos tubos, semelhante a um conjunto de vertebrae que são acoplados na parte externa. De salientar que este dispositivo não altera a resistência do tubo e evita a encurvadura excessiva aquando da instalação do mesmo.

Os tubos flexíveis também podem conter configuração umbilical, isto é, com a presença de cabos elétricos em torno do tubo que fazem a comunicação e controlo do fluido circulante bem como dos equipamentos existentes. Esta solução é maioritariamente utilizada na Bacia de Campos (Brasil).

A grande profundidade e devido à presença de baixas temperaturas, existe o acontecimento de perda de propriedades dos tubos, ou seja, modificará a rigidez à flexão devido ao aumento do módulo de elasticidade.

Pode-se observar na figura seguinte um exemplo de tubo flexível:

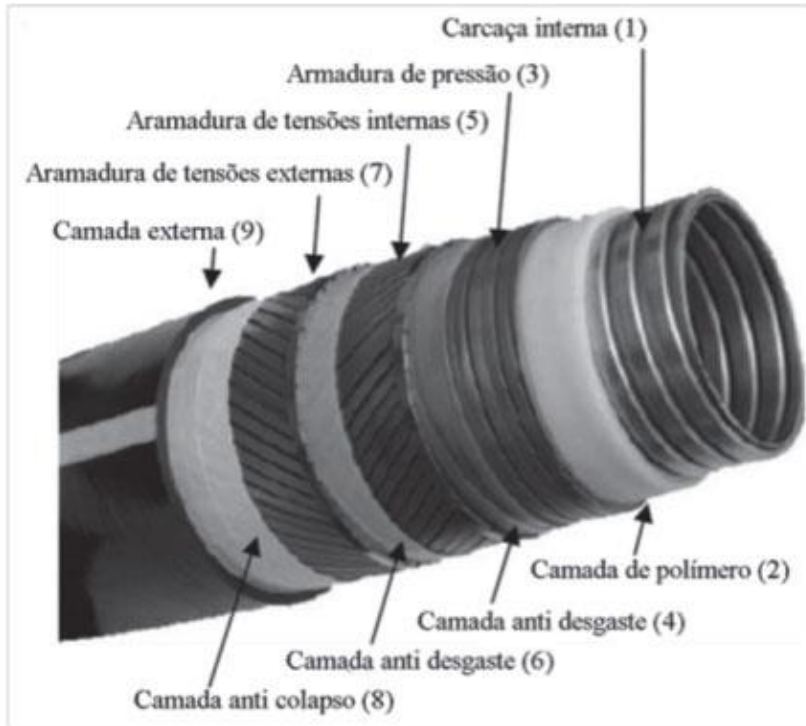


Figura 35 – Tubo Flexível Típico(M.Vaz)

Os tubos flexíveis poderão ser de dois tipos em relação ao seu processo de construção:

- Camadas não aderentes (Unbonded) – onde cada revestimento está em contacto com o próximo e permite a movimentação entre cada um deles:



Figura 36 – Tubo flexível - camadas não aderentes (UFRGS)

Normalmente a disposição dos materiais nas diversas camadas é a seguinte (do exterior para o interior):

- Camada Externa: constituído por termoplástico com boas propriedades a nível de resistência, pois é utilizado Polietileno de Alta Densidade (PEAD). Tem a função de manter a disposição de todos os materiais internos de forma correta, ou seja, toda a armadura mantém a sua posição original bem como de proteção contra a corrosão dos materiais metálicos da tubagem.
 - Armadura de Tração: camada constituída por filamentos de aço (liga de baixo carbono) enrolados de forma helicoidal e tem função de resistir a esforços axiais e torção. Para casos de grande profundidade é utilizado em alternativo ao aço de liga de baixo carbono materiais a partir de resinas sintéticas reforçadas, que tendo menor peso e maior resistência traz melhores resultados.
 - Camada Intermédia: formada por materiais termoplásticos que têm como objetivo evitar o desgaste entre as duas camadas de aço (fricção) e permite melhor comportamento no que concerne a resistência à pressão.
 - Armadura de Pressão: camada constituída por filamentos de aço de liga de baixo carbono que são cruzados (em diferentes sentidos) enquanto são enrolados sob forma helicoidal, com intuito de reduzir os efeitos das pressões no tubo e resistir ao esmagamento das camadas exteriores.
 - Camada Interna: composta por materiais de termoplásticos de PEAD (Polietileno de Alta Densidade) ou Poliamida é a principal proteção do tubo interno no que diz respeito de corrosão e ataque químico existente.
 - Invólucro interno: formado por tubo metálico de aço que se forma fitas de aço que são colocadas umas sobre as outras sob a forma helicoidal. Essa disposição permite alguma agilidade do tubo e que tenha uma maior flexibilidade, sem que para isso coloque em causa a camada posterior com qualquer colapso.
- Camadas aderentes (Bonded) – neste tipo de solução existem camadas que são coladas umas às outras e a movimentação entre as mesmas é homogénea.



Figura 37 – Tubo Flexível - Camadas Aderentes (Contitech)

Este tipo de solução é pouco usual na extração petrolífera, na medida em que se torna mais oneroso e a nível de resistência é menor, pois a solução anterior apresenta reforço em aço em torno do tubo ao contrário desta.

Esta solução é mais utilizada em transportes terrestres de gás natural por exemplo.

- **Tubos Rígidos**

Este tipo de tubos será analisado nesta dissertação, pois tem condições ímpares a nível de propriedades térmicas. Com o acréscimo dos projetos de exploração petrolífera e com o aumento das profundidades houve a preocupação de melhorar os tubos rígidos ao longo de todo o seu trajeto.

Os tubos rígidos são constituídos internamente por um tubo em aço, ou eventualmente em titânio. Apresenta a vantagem de ter uma inspeção mais facilitada resultado da simplicidade das suas camadas constitutivas. Assim sendo é fácil detetar qualquer indício de problemas desde corrosão, fendilhação da parede, etc.

Como as peças encaixam entre si faz com que os esforços nas mesmas sejam menores e torna o seu movimento limitado.

No seu fabrico tem um custo menor que a solução de tubagens flexíveis, mas na sua instalação apresenta um maior custo devido ao seu transporte e equipamento de lançamento de tubagens. Na existência de repetidos aquecimentos na tubagem não alterarão o seu estado físico mas suas capacidades serão drasticamente minimizadas.

A existência de boias intermédias (como anteriormente referido) reduzem os movimentos dos tubos e permitem que se mantenha esta solução. Em caso contrário, onde não exista boias e que os movimentos das plataformas se reflita nos tubos trará graves problemas a nível estrutural e teriam que ser trocados por tubos flexíveis.

O caso de estudo efetuado é baseado em tubo PIP (Pipe In Pipe) e que são constituídos por várias camadas. Será baseado numa Patente realizada pelo Coorientador que fora adicionado um material que melhora as condições térmicas do tubo.

O modo como o tubo está estruturado é o seguinte (do exterior para o interior):

- Revestimento de Polietileno de Alta Densidade (PEAD): Onde confere uma primeira proteção contra os agentes agressivos e com maior taxa de sucesso a nível de encaixos, isto é, as ligações entre cada tramo de tubo é facilitada pela sua estrutura externa.

- Revestimento de Betão: principal tarefa é de conferir estabilidade ao tubo e aumentando o seu peso próprio, por conseguinte torna este sistema mais estável e faz com que aumente a estabilidade.
- Revestimento Isolante (térmico): tem como objetivo aumentar a capacidade térmica do tubo para manter o máximo possível a temperatura do fluido circulante, ou seja, evita perda de temperatura do petróleo para o meio exterior (que está a temperatura inferior). Se este componente for ineficiente dar-se-á a problemas de escoamento do produto. Este revestimento térmico por vezes é o revestimento de betão, assegurando assim a temperatura de funcionamento.
- Revestimento anticorrosivo interno e externo: aumentar a proteção contra a corrosão ao tubo de aço, para que seja funcional durante toda a vida útil do tubo, esta camada muitas vezes já está incluída na aquisição do tubo (encontra-se incorporada).
- Tubo de aço (Espessura de Aço): a sua dimensão fará com que tenha melhores propriedades no que concerne à resistência contra a fricção do fluido, corrosão, pressão, fadiga, encurvadura, colapso, entre outras.

Pode ser observado todas as partes constituintes de um tubo rígido:

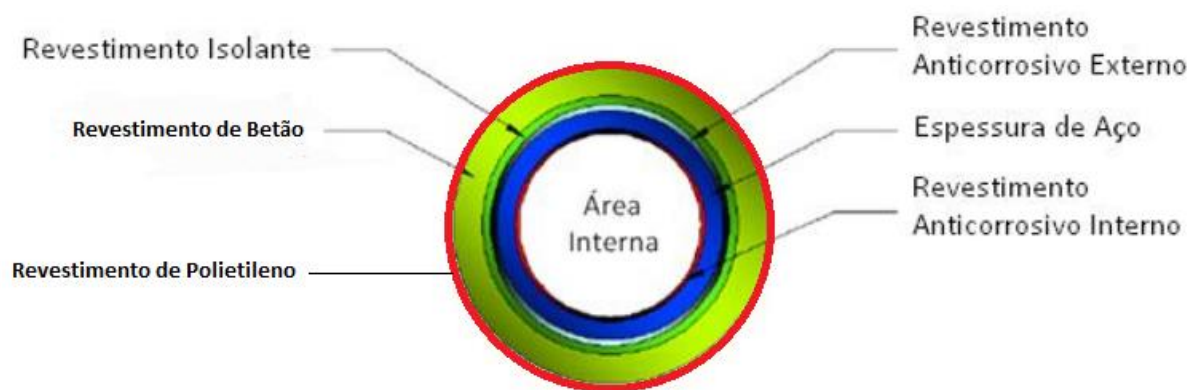


Figura 38 – Tubo Rígido – constituição (J. Sousa)

O caso de estudo a estuda como material de isolamento térmico e de acréscimo de peso o betão, que está confinado entre uma “capsula” de um polímero de alta resistência e o tubo de aço galvanizado e com boas propriedades no que concerne à resistência à corrosão e fricção do fluido circulante.

O processo de fabrico é baseado em dois moldes feitos em polietileno de alta densidade (PEAD), contendo ligações entre as duas peças que mantem a continuidade estrutural.



Figura 39 – Moldes - Tubos Rígidos (T. Corbishley)

Estes moldes também podem ser utilizados para colocação de dispositivos de proteção catódica, evitando assim a corrosão acelerada no tubo metálico.

Depois de colocado o tubo de aço entre os moldes é introduzido betão por pressão. Sendo de seguida vibrado, para remoção dos espaços vazios ao longo do mesmo, tendo sido realizado em forno rotativo, como mostra na figura 40.

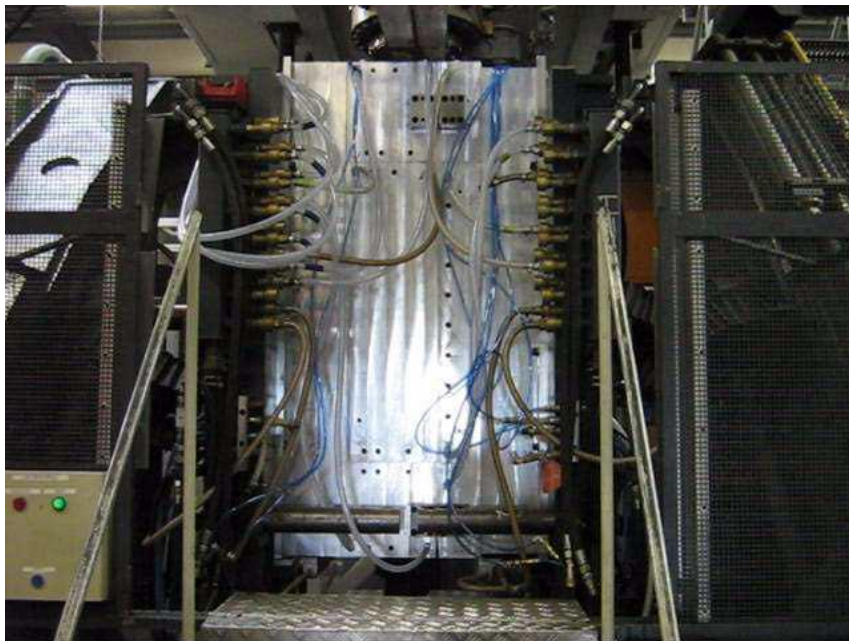


Figura 40 – Equipamento de Enchimento (T. Corbishley)

Este equipamento contém sensores com intuito de avaliar a betonagem dos moldes, verificar a existência de espaços vazios e de vibrar o mesmo. Sendo que o mesmo é muito oneroso.

Como esta tubagem terá certificação internacional implicará a realização de vários testes, desde teste de compressão a cilindros, esforços transversos, torção, entre outros. É possível observar o teste de compressão do cilindro de betão.



Figura 41 – Testes Realizados (T. Corbishley)

Também um dos testes mais importantes é verificar a fadiga dos tubos, para evitar problema de colapso e por conseguinte grandes impactes económicos que se traduzem.

O limite de fadiga é ultrapassado quando o mesmo rompe, perante tensões cíclicas. Essas tensões são movimentos que são repetidos ao longo de um tubo e varia durante ciclos finitos.

As normas a respeitar devem ser asseguradas pelo Manual de Ensaios de Fadiga (ASTM E8M), que descreve todas as definições e procedimentos a seguir neste estudo.

O tubo ao ser aplicado pelas cargas alternadas produz a rotura do material e é muito importante para avaliar o mesmo. Se o tubo conter irregularidades faz com que a concentração de tensões em locais pontuais seja maior e por conseguinte diminui drasticamente a resistência à fadiga.

Na figura seguinte é visível um desses testes:



Figura 42 – Teste de fadiga da tubagem ((T. Corbishley)

De salientar que esta solução é muito atrativa em explorações petrolíferas de grande profundidade, especialmente na linha de fluxo, contendo boas propriedades de flexibilidade, isolamento térmico, teste hidrostático e resistência.

Para aumentar a eficiência térmica neste tipo de solução é recomendável o sistema PIP (Pipe In Pipe) com recurso a fios elétricos que são instalados em volta dos tubos com intuito de aquecimento.

Desse modo faz com que a temperatura à volta do tubo seja maior e não leve a temperaturas de criação de hidratos. Também existe a implementação de fibra ótica para ter uma correta avaliação do fluido circulante.

Na figura seguinte é possível ver um esquema da solução-tipo supracitada:

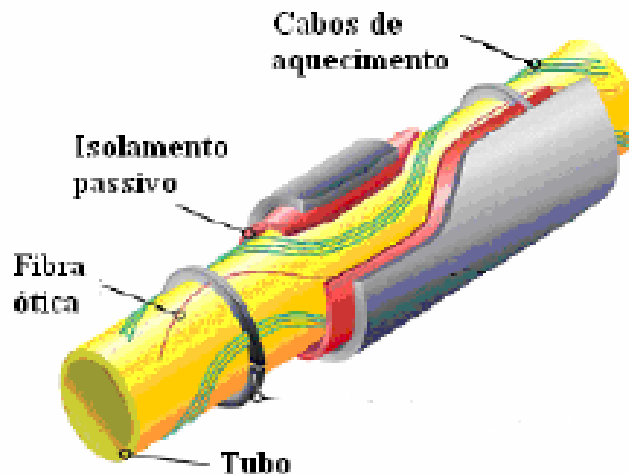


Figura 43 – Aquecimento em sistemas PIP (Gomes et. Al, 1996)

Esta situação é flagrante quando existe uma paragem da produção e conseqüente paragem de escoamento do fluido circulante. Devido aos sensores instalados ao longo do tubo é possível verificar ao fim de quanto tempo o fluido contido no tubo irá criar hidratos e obstruir as paredes.

Como o fluido está parado dentro da tubagem e a temperatura no meio exterior é menor então a probabilidade de transferência de energia sob a forma de calor para o meio exterior será alta. Para evitar esta situação é colocado em marcha o sistema de aquecimento ativo.

2.7. LANÇAMENTO DOS TUBOS

Existe grande investigação sobre o lançamento dos tubos rígidos, pois existe a preocupação de controlar a disposição do tubo desde a superfície até ao fundo oceânico, sem afetar a componente estrutural.

No caso de águas profundas o cenário é mais drástico pois terá maiores esforços (desde carregamentos dinâmicos de ondas e correntes marítimas), maiores pressões (interna e externa). É realizado também a modelação e análise estrutural com recurso a método de elementos finitos para aferir todas as condições.

Os métodos de lançamento dos tubos rígidos pode ser realizado sob 4 formas:

2.7.1. MÉTODO DE ARRASTE

Este método consiste no transporte do tubo desde a costa marítima até ao destino planeado, esta solução não é muito onerosa pois não requer grandes equipamentos para instalar a mesma mas possui a grande

limitação da pressão hidrostática. A tubagem leva boias intermédias, ou seja, que mantém o tubo a um nível intermédio no fundo oceânico e que é acoplado correntes. Este acontecimento é feito para que seja minimizado o efeito de flexão nas tubagens.

Este método já é utilizado desde 1960 e teve início no Mar do Norte, pois era a única solução existente na altura. Porém para profundidades superiores a 300 metros haveria o colapso dos tubos o que obrigara a redimensionar os mesmos, aumentando a espessura das paredes.

A Petrobras patenteou a solução do método de arraste com boias a diversas profundidades, entre os 500 e 800 metros, onde posteriormente eram retiradas e dessa forma era calculado o local de assentamento (aproximado) mas que traria um valor de tensão alto nas tubagens.

Na figura 44 é possível observar de que forma se processa o método de arraste.

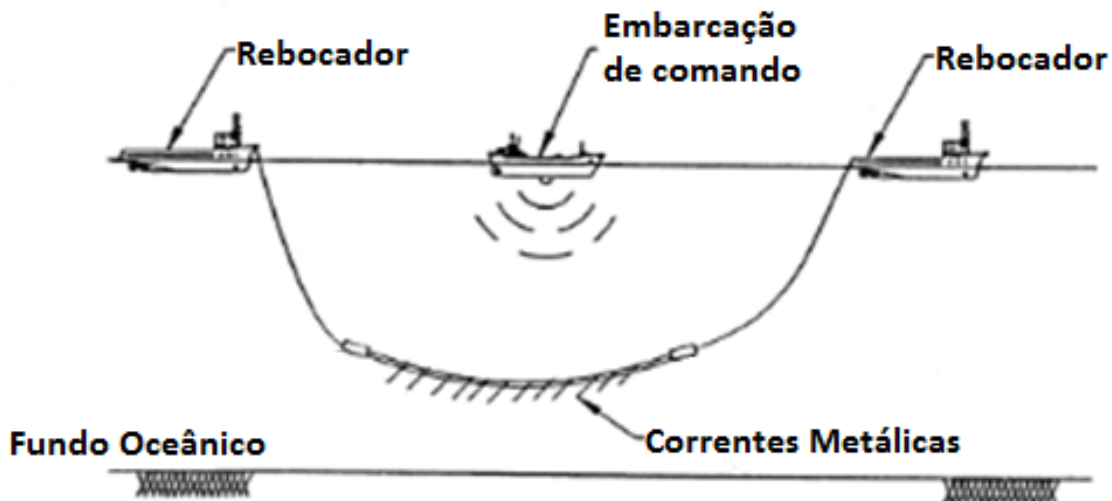


Figura 44 – Método de Arraste - Esquema-Tipo (UFRJ) adaptado

Esta operação requer várias embarcações com intuito de verificar a correta localização e é pouco utilizado. A figura 45 mostra o transporte de uma pipeline para a Bacia de Campos:



Figura 45 – Método de Arraste (T. Corbishley)

2.7.2. MÉTODO S-LAY

Este método é muito utilizado no México onde o lançamento é feito no próprio barco num dispositivo (rampa) que faz com que o mesmo seja projetado na posição horizontal denominado “*Overbend*”.

Para atenuar o efeito da pressão hidrostática e diminuir a encurvadura da tubagem existe uma rampa treliçada para o efeito denominada “*Stinger*”. Essa rampa é projetada de acordo com o local a instalar e definida pelo projetista, sendo que é acoplada ao barco.

Tal como a rampa “*Overbend*” que cria uma zona de flexão considerável também existe na zona inferior (em profundidade) denominada “*Sagbend*”. É possível ver todos os dispositivos supracitados que constituem o Método S-Lay na seguinte figura:

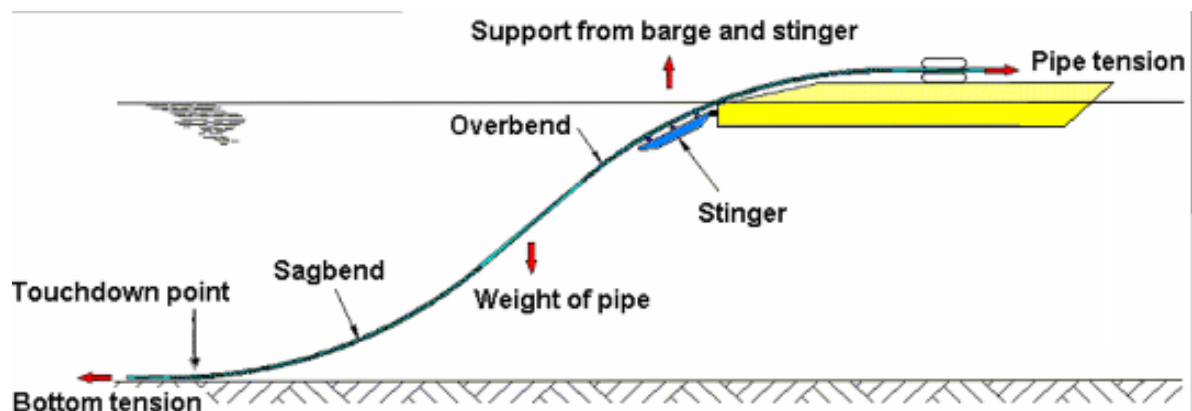


Figura 46 – Método S-Lay - Esquema-Tipo (UJFR)

Na figura seguinte é possível observar de que maneira se move o tubo, em forma de S daí o nome, para descrever a trajetória do mesmo.

Antes do “Stinger” existe um dispositivo chamado “Tensionador” que tem a função de transformar a tubagem em alinhamento recto tendo em conta que todos os pontos de soldadura são alinhados.

Esta condição faz com que o processo seja mais célere e mais produtivo.

Na figura seguinte é observável o aspeto de uma embarcação de Método S-Lay:



Figura 47 – Embarcação - S-Lay (Aseas)

No fundo oceânico a pipeline poderá ter zonas onde tem vão livre. Para a embarcação estar totalmente equipada para o exercício desta tarefa necessita: equipamento de transporte de tubos, rampa de lançamento, “Tensionador” – equipamento que efetua tração nos tubos, equipamentos de alinhamento, equipamento de enchimento, equipamento de inspeção dos tubos.

2.7.3. MÉTODO J-LAY

O Método J-Lay é o Método S-Lay modificado, onde a rampa de lançamento está na vertical (em vez da posição horizontal), esta denomina-se de torre de lançamento.

Como este método é usado principalmente para águas muito profundas foi excluído o equipamento “Overbend” e onde a trajetória da tubagem no seu lançamento assemelha-se à letra J.

Na figura seguinte é possível visualizar o esquema-tipo deste método (J-Lay):

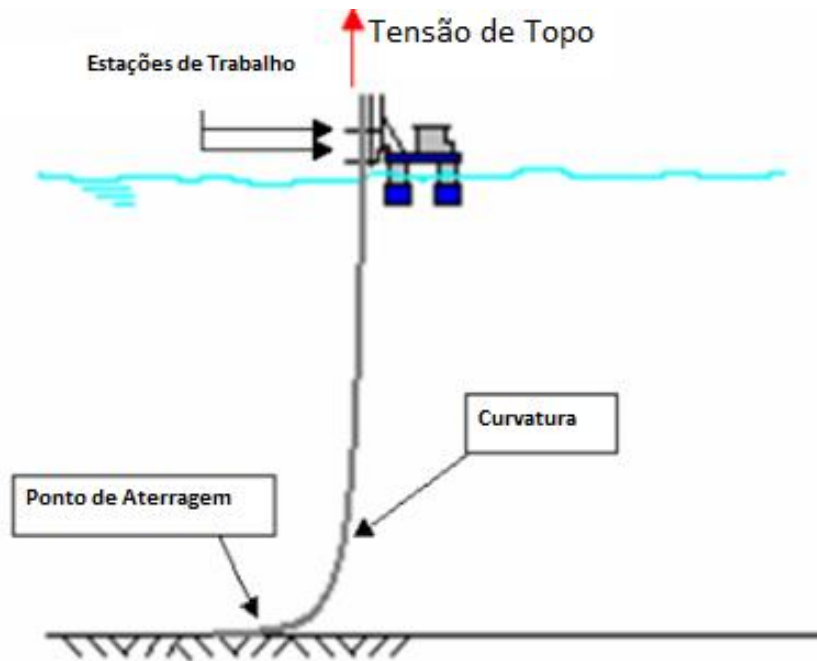


Figura 48 – Método J-Lay - Esquema-Tipo (UJFR)

Os elementos em comum com o Método S-Lay são o “Tensionador” e a curvatura, pelo que os pontos de soldadura são perfeitamente alinhados e revestidos, porém pela posição da torre de lançamento (vertical) e que invalida em parte o desenvolvimento em série e diminui a produtividade.

Existindo para tal meios de ultrapassar essa lacuna como juntas pré-fabricadas e de rápida conexão, e com juntas de maior dimensão.

Ao contrário dos tubos flexíveis, as ligações mecânicas não são feitas para efeito de catenárias mas resistentes à fadiga.

Os tramos lançados por este método distam entre 12 a 50 metros aproximadamente, com sistema de elevação vertical para tramo pré-fabricado, equipamentos de soldagem, inspeção, revestimento e alinhamento.

O aspeto da embarcação-tipo para este método.



Figura 49 – Método J-Lay - Embarcação-Tipo (ANJ)

Tem grandes vantagens económicas como independência de instalações fabris próximas do local a explorar e não carece de necessidade de equipamentos submarinos.

2.7.4. MÉTODO REEL-LAY

Neste método existe a vantagem da tubagem já estar soldada e revestida, pelo que está enrolada em grandes rolos de grande diâmetro que é transportada e instalada pelo barco. Porém tem a desvantagem do diâmetro máximo admissível ser de 16 polegadas (40,64 cm). Esta limitação deve-se aos esforços transferidos ao tubo, aquando do enrolamento e desenrolamento.

Outra desvantagem prende-se com o facto de adoção dos materiais constituintes, pois podem não ter a flexibilidade requerida e tornar esta operação inviável.

Independentemente do tempo a operação não poderá ser cancelada, pelo que inviabilizaria na totalidade o processo. Sendo que a grande vantagem deste processo é a celeridade da instalação da tubagem.

A embarcação deste método terá a seguinte configuração.

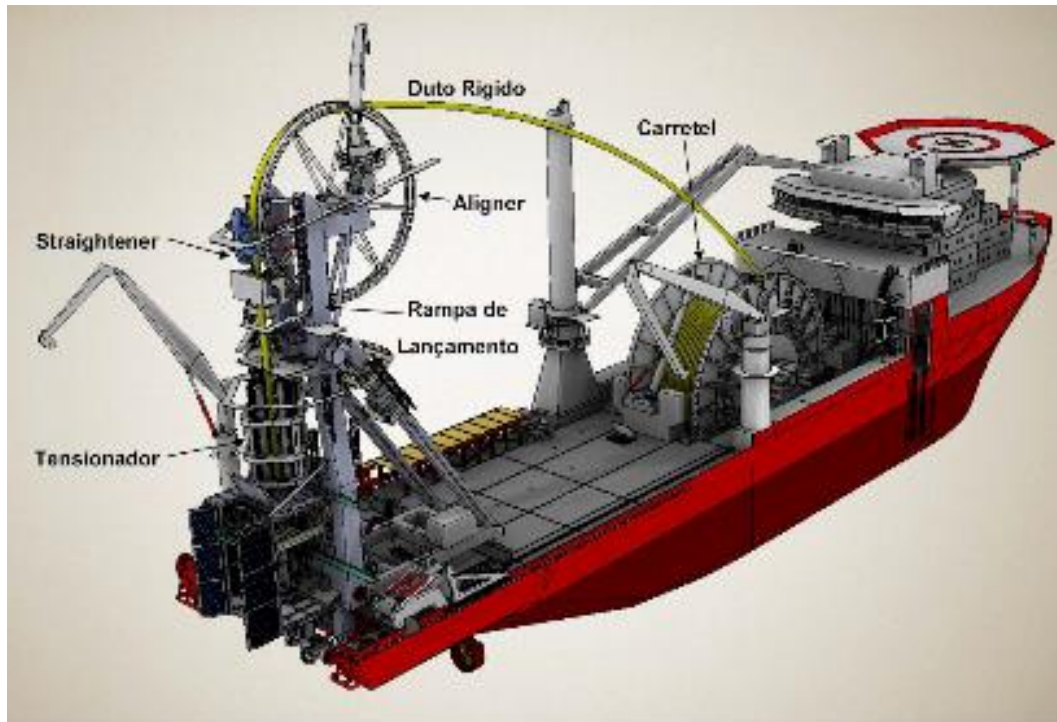


Figura 50 – Embarcação - Método Reel-Lay (UFRJ)

Esta embarcação já carece de maior quantidade de equipamento, pois necessita de Armazém, estação de retificação de tubagem, máquinas de tração (“Tensionador”), equipamento de instalação de ânodo de sacrifício, equipamento de corte, soldagem, inspeção e revestimento de tubagens. Precisa igualmente de rampa de lançamento e equipamento de suporte – Conforme figura 50.

Independentemente do método de lançamento escolhido, o projetista terá de ter em conta diversos fatores como: profundidade, condições climáticas, plano financeiro, entre outros.

Também o diâmetro do tubo deve ser contabilizado para a escolha do método de lançamento uma vez que para diâmetros superiores a 16 polegadas (40,64 cm) estaria impossibilitado de escolher o Método Reel-Lay.

O dimensionamento dos tubos deve ser feito de acordo com Normas Internacionais – DNV OS- F101 onde menciona todas as espessuras mínimas tendo em conta os esforços de pressão (interna e externa), encurvadura, e colapso.

3

SOLUÇÃO PROPOSTA

O desempenho térmico nos sistemas de produção subaquáticos é controlado pelo comportamento hidráulico do fluido dentro das tubagens. No entanto, também afetará o dimensionamento hidráulico indiretamente através da influência da temperatura nas propriedades do fluido como as proporções gás / óleo (GOR), densidade e viscosidade.

O dimensionamento térmico, que prevê o desenvolvimento da temperatura ao longo da tubagem, é uma das partes mais importantes no dimensionamento da linha de fluxo. Essa informação é requerida para a análise da pipeline incluído a análise de expansão, deformação axial, encurvadura lateral, proteção contra a corrosão, prevenção de hidratos e análise da deposição de cera na tubagem.

Em muitos dos casos, o estudo do depósito de sólidos (hidratos, cera, asfaltenos) determinam os requisitos de dimensionamento hidráulico e térmico. É preciso ter em conta a temperatura mínima do fluido para prevenção da deposição de hidratos e cera na tubagem, pelo que poderá ser necessário a adição de maior camada de isolamento ou escolha de material com propriedades isolantes mais eficazes para linha de fluxo.

Neste caso foi adotada uma **temperatura mínima de arrefecimento de 29°C** – se o fluido tomar algum valor igual ou inferior ao mesmo ocorrerá a formação de hidratos ou ceras.

O dimensionamento térmico inclui o estudo do estado estacionário e análise da transferência de calor transitória. Na operação do estado estacionário, a temperatura do fluido de produção diminui à medida que o fluido é percorrida pela tubagem devido à transferência de calor da parede do tubo para o ambiente envolvente.

O perfil de temperatura em todo o sistema de tubagem deve ser maior que os requisitos para a prevenção da criação de cera e hidratos no seu normal funcionamento e é determinado pelo fluido no estado estacionário e cálculos da transferência de calor. Se as condições de fluxo constantes são interrompidas devido à interrupção ou reinício da operação então a análise de transferência de calor transitória deve ser efetuada para que a temperatura do fluido (para a não solidificação) esteja dentro do intervalo de tempo requerido. É necessário considerar o estado estacionário e análises transitórias presentes para que o revestimento das tubagens seja adequado tendo em conta os vários cenários presentes.

A estratégia de gestão térmica para a linha de fluxo deve ser dividida no controlo passivo e no aquecimento ativo.

O controlo passivo inclui a linha de fluxo isolada por camadas externas de isolamento, ligação entre tubos (PIP – Pipe in Pipe), tubos enterrados ou parcialmente enterrados.

O aquecimento ativo inclui o aquecimento elétrico e aquecimento através de fluido quente.

Além disso, o fluido de produção contém gás, e o fluido poderá ter uma queda abrupta de temperatura devido ao efeito *Joule-Thompson* (JT). O efeito JT é causado principalmente pelas mudanças de pressão na cabeça (*wellhead*), que ocorrem predominantemente no *riser* da linha de fluxo e pode causar a queda abrupta de temperatura na linha de fluxo a níveis inferiores às temperaturas ambientes. Este acontecimento (arrefecimento JT) não pode ser prevenido pelo isolamento. Assim, o efeito JT é percebido através da análise de resultados numéricos.

De salientar que para a análise térmica de tubagens em explorações em grandes profundidades deve ser tomado em consideração:

- Cálculo do coeficiente global de transferência de calor;
- Dimensionamento térmico tendo em conta a análise de estado estacionário;
- Dimensionamento térmico na transferência de calor transitória;
- Gestão da temperatura do fluido ao longo das tubagens;
- Comparação das várias soluções de isolamento;
- Princípios inerentes à transferência de calor;

3.1. PRINCÍPIOS INERENTES À TRANSFERÊNCIA DE CALOR

A transferência de calor em fluidos poderá ser realizada de três maneiras distintas que se poderão combinar ou não: a **convecção, condução e radiação**.

3.1.1. CONVECÇÃO

No que concerne à convecção, este fenómeno é caracterizado pela elevação de temperatura de um fluido e de acordo com as suas propriedades térmicas, ou seja, ao ser aquecido terá tendência a diminuir a sua densidade. Sendo assim o fluido ascenderá e move-se (ascendentemente ou descendentemente) da fonte de aquecimento (princípio da flutuabilidade e dilatação térmica).

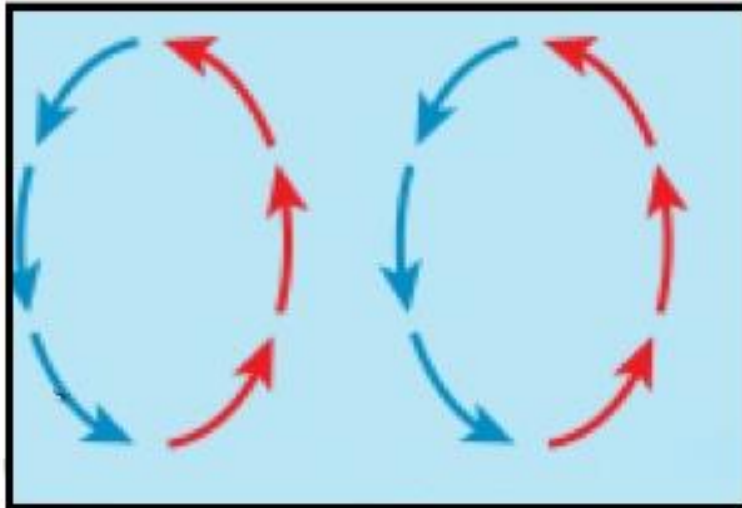


Figura 51 – Convecção do fluido

No caso concreto da convecção nas linhas de fluxo, esta é feita através do contacto do fluido com as paredes dos tubos que terão um gradiente de temperatura, ou seja, estão a temperaturas diferentes.

O coeficiente de transferência de calor por convecção (h) será usado para quantificar a transferência de energia (em forma de calor). Este parâmetro é calculado de forma a dimensionar o correto isolamento dos tubos, ou seja, com intuito de assegurar circulação do fluido nas tubagens evitando assim que os tubos sejam obstruídos (obstrução por hidratos, cera, etc.).

3.1.1.1. CONVECÇÃO INTERNA

Este fenómeno ocorre devido à existência da transferência de calor entre o fluido circulante e as paredes do tubo (superfície interna). Está dependente de múltiplos fatores como:

- Velocidade do fluido;
- Temperatura do fluido;
- Rugosidade da superfície;
- Viscosidade do fluido;
- Tipo do fluxo (monofásico ou multifase);
- Tamanho da tubagem (diâmetro interno);

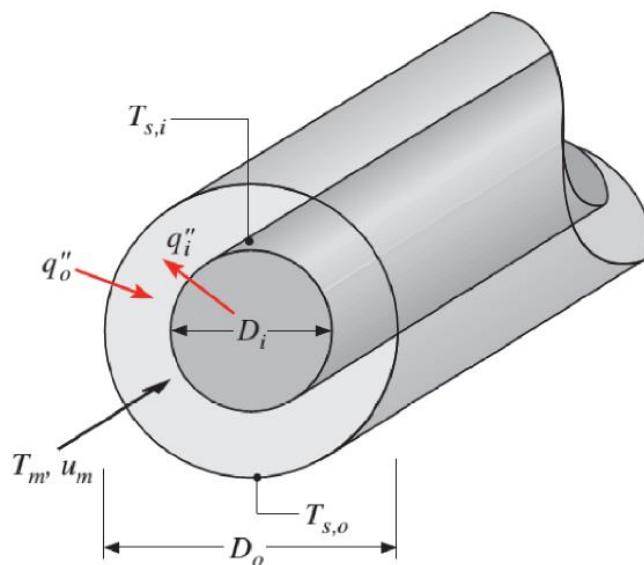
Está associado a uma convecção do tipo forçada, ou seja, em que é causado por uma força exterior, como uma bomba.

A quantificação da transferência de calor por convecção é mais complexa quando comparado com a transferência de calor por condução pois não existe apenas uma propriedade única para analisar a transferência de calor como por exemplo a condutividade térmica (a qual poderia definir o mecanismo). Este tipo de transferência depende de caso para caso e normalmente é analisado de forma empírica.

Uma das metodologias de cálculo muito utilizada para o cálculo da transferência de energia em forma de calor é a correlação de Dittus-Boelter (1930), associada a regimes turbulentos. Para saber o tipo de fluxo é necessário calcular o número de Reynolds, a precisão desta correlação é de cerca de 15 %.

Esta condição assenta na hipótese de que a convecção é do tipo forçada, ou seja, não existência significativa de radiação, condensação e ebulição.

Considerando a seguinte secção de um tubo com revestimento:



Sendo que a **Correlação de Dittus-Boelter** é dada pela seguinte equação:

$$Nu_{i} = 0,00255 \times Re_{i}^{0,8} \times Pr_{i}^n$$

Equação 3 – Correlação de Dittus-Boelter

n = 0,4 - Caso de aquecimento do fluido (parede do tubo mais quente que o fluido circulante);

n = 0,3 - Caso de arrefecimento do fluido;

Para determinar a **Correlação de Dittus-Boelter** teremos que ter em conta:

$$N_{ui} = \frac{h_i \times D_i}{k_f}$$

Equação 4 – Número de Nusselt

- **N_{ui} (Número de Nusselt)** – Representa a razão entre a transferência de calor de um fluido por convecção e por condução. (-)

Onde:

- h_i – Coeficiente de convecção interna (W/ (m².K))
- D_i – Diâmetro interno (m)
- k_f – Condutividade térmica do fluido (W/ (m.K))

$$Re_i = \frac{D_i \times V_f \times \rho_f}{\mu_f}$$

Equação 5 – Número de Reynolds

- **Re_i (Número de Reynolds)** – Grandeza adimensional que é utilizada com o intuito de caracterizar o tipo de escoamento presente (regime), ou seja, classificar se um fluxo é do tipo laminar ou turbulento.

Onde:

- V_f – Velocidade média do fluido (m/s);
- ρ_f – Massa específica do fluido (Kg/m³);
- μ_f – Viscosidade dinâmica do fluido (Pa.s);

Esta correlação tem resultados satisfatórios com valor de número de Reynolds superiores a 10.000.

$$Pr_i = \frac{C_{pf} \times \mu_f}{k_f}$$

Equação 6 – Número de Prandtl

- **Pr_i – (Número de Prandtl)** – Numero adimensional que relaciona a difusão da quantidade de movimento (viscosidade cinemática) e difusão térmica do fluido. Ou seja, se o valor do Número de Prandtl for elevado então significa que a energia (em forma de calor) que é difundida será de forma lenta quando comparado com a velocidade do fluxo.

Onde:

- C_{pf} – Calor específico do fluido (J/ (Kg.K))

Os valores aceitáveis (para a correlação de Dittus-Boelter) do número de Prandtl são entre 0,7 e 160.

O comprimento longitudinal do tubo a considerar nestes casos é de pelo menos 10 diâmetros do tubo (10D).

Para determinação do coeficiente de convecção interna (por volume do fluido e superfície do tubo) recorre-se à seguinte expressão (pela equação 4):

$$h_i = \frac{k_f}{D_i} \times N_{ui}$$

Equação 7 – Coeficiente de transferência de calor por convecção

Se o escoamento for do tipo **laminar** (ou seja, $Re < 2100$) recorre-se à equação de Hausen (1943) para o cálculo do coeficiente de transferência de calor (h_i): [37]

$$N_{ui} = 3,66 + \frac{0,0668 \times \left(\frac{D_i}{L_e}\right) \times Re_i \times Pr_i}{1 + 0,4 \times \left[\left(\frac{D_i}{L_e}\right) \times Re_i \times Pr_i\right]^{2/3}}$$

Equação 8 – Cálculo da transferência de calor para escoamento laminar

Onde:

- L_e – Distância entre a entrada até ao ponto de estudo;

Como usualmente utiliza-se $\frac{D_i}{L_e} \approx 0$ então a segunda parcela da equação anterior é anulada ficando:

$$N_{ui} = 3,66$$

Na **zona de transição / intermédia** ($2100 < Re < 10.000$), e porque a natureza do fluxo é instável a transferência de calor é incerta. O fluxo será multifase.

Tem-se que recorrer à correlação de Gnielinski (1976) no cálculo da transferência de calor (h_i):

$$N_{ui} = \frac{\left(\frac{f}{8}\right) \times (Re - 1000) \times Pr_i}{1 + 12,7 \times \left(\frac{f}{8}\right)^{\frac{1}{2}} \times \left(Pr_i^{\frac{2}{3}} - 1\right)}$$

Equação 9 – Cálculo da transferência de calor para escoamento intermédio

Onde:

f - fator de atrito (-)

Necessário saber o valor de f , recorrendo ao diagrama de Moody – tubos lisos ou rugosos ou no caso de tubos lisos também pode ser determinado através da correlação de Petukhov:

$$f = [0,79 \times \ln(Re_i) - 1,64]^{-2}$$

Equação 10 – Cálculo do fator de atrito (Correlação de Petukhov)

Onde:

f – Fator de atrito

Esta correlação é válida para os seguintes intervalos de valores:

- $3000 \leq Re_i \leq 5 \times 10^6$
- $0,5 \leq Pr_r \leq 2000$

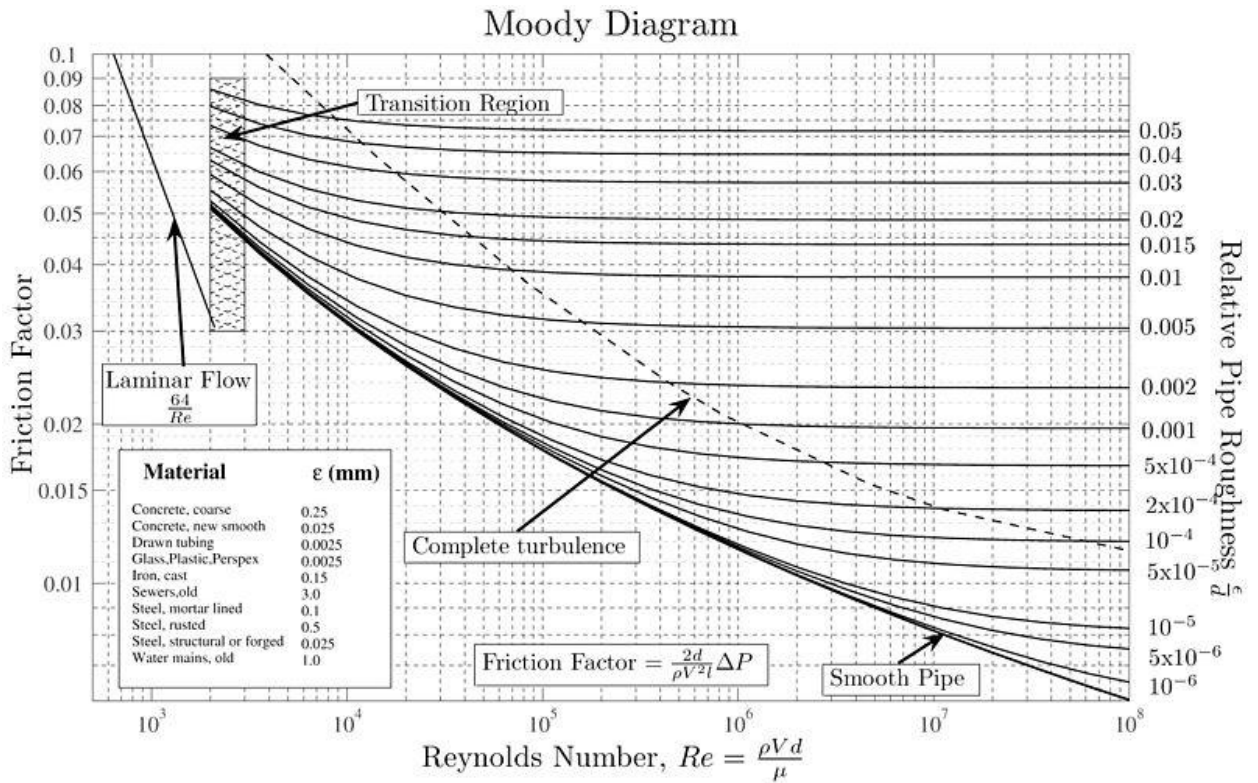


Figura 52 – Diagrama de Moody (S. Beck)

Se o escoamento for do tipo turbulento tem-se que adotar um intervalo de valores referentes ao coeficiente de transmissão de calor por convecção interna (h_i). Os valores a seguir apresentados são razoáveis para fluxos do tipo multifase.

Fluido	Coefficiente de transferência de calor por convecção interna (h_i) – [W/(m ² .K)]
Gases	17 - 285
Óleos	55 - 680
Água	1700-11350

Figura 53 – Valores típicos para o coeficiente de transmissão de calor por convecção interna (h_i) - fluxo turbulento (Gregory, 1991) Adaptado

Para os restantes parâmetros que são desconhecidos opta-se pela adoção de valores típicos que são usuais em grande parte dos casos. Esta metodologia tem uma boa precisão.

Os parâmetros a utilizar nesta metodologia são:

- Condutividade térmica (k_f):

Gravidade API	Condutividade térmica para óleos/hidrocarbonetos líquidos (k_f) – [W/(m.K)]	
	Temperatura	
	-18 °C	93 °C
10	0,118	0,111
20	0,128	0,119
30	0,135	0,128
40	0,144	0,135
50	0,152	0,144
60	0,161	0,152
80	0,178	0,168
100	0,192	0,182

Figura 54 – Valores típicos para a condutividade térmica (k_f) para óleos / hidrocarbonetos líquidos

Gravidade do gás	Condutividade térmica para gases/hidrocarbonetos gasosos (k_f) – [W/(m.K)]		
	Temperatura		
	-18 °C	38 °C	93 °C
0,7	0,028	0,031	0,039
0,8	0,024	0,028	0,036
0,9	0,022	0,026	0,033
1,0	0,021	0,024	0,031
1,2	0,019	0,022	0,029

Figura 55 – Valores típicos para a condutividade térmica (k_f) para gases / hidrocarbonetos gasosos (Gregory, 1991) Adaptado

- Calor específico do fluido (C_{pf}):

Gravidade API	Calor específico para óleos/hidrocarbonetos líquidos (C_{pf}) – [kJ/(kg.K)]		
	Temperatura		
	-18 ° C	38 ° C	93 ° C
10	1,340	1,486	1,675
30	1,361	1,528	1,738
50	1,382	1,549	1,758
70	1,403	1,570	1,800

Figura 56 – Valores típicos para o calor específico (C_{pf}) para óleos / hidrocarbonetos líquidos

Gravidade do gás	Calor específico para gases/hidrocarbonetos gasosos (C_{pg}) – [W/(m.K)]		
	Temperatura		
	-18 C	38 C	93 C
0,7	1,97	2,14	2,30
0,8	1,84	2,01	2,22
0,9	1,72	1,93	2,14
1,0	1,63	1,84	2,01

Figura 57 – Valores típicos para o calor específico (C_{pg}) para gases / hidrocarbonetos gasosos

3.1.1.2. CONVECÇÃO EXTERNA

A convecção externa efetua-se com o contacto entre a tubagem e o meio exterior (água do mar) que por conter temperaturas distintas.

No que concerne à quantificação da transferência de calor através da convecção externa recorre-se à correlação desenvolvida por Hilpert (1933):

$$Nu_e = C \times Re_e^m \times Pr_e^{1/3}$$

Equação 11 – Cálculo da transferência de calor por convecção externa (Correlação de Hilpert)

Onde:

- C, m – Constantes que dependerão do intervalo de valores do Número de Reynolds

Tal como no caso da convecção interna (supracitado) é necessário calcular o número de Nusselt, número de Reynolds e o número de Prandtl correspondentes:

$$N_{ue} = \frac{h_e \times D_e}{k_e}$$

Equação 12 – Número de Nusselt (Convecção externa)

- **N_{ue} (Número de Nusselt) (-)**

Onde:

- h_e – Coeficiente de convecção externa (W/ (m².K))
- D_e – Diâmetro externo (m)
- k_e – Condutividade térmica do fluido do meio exterior (W/ (m.K))

$$Re_e = \frac{D_e \times V_e \times \rho_e}{\mu_e}$$

Equação 13 – Número de Reynolds

- **Re_e (Número de Reynolds) (-)**

Onde:

- V_e – Velocidade média do fluido do meio exterior (m/s);
- ρ_e – Massa específica do fluido do meio exterior (Kg/m³);
- μ_e – Viscosidade dinâmica do fluido do meio exterior (Pa.s);

$$Pr_e = \frac{C_{pe} \times \mu_e}{k_e}$$

Equação 14 – Número de Prandtl

- Pr_e – (Número de Prandtl) (-)

Onde:

- C_{pe} – Calor específico do fluido do meio exterior (J/ (Kg.K))

Esta correlação é muito utilizada na indústria petrolífera. As constantes C e m têm o intuito de avaliar a contribuição energética entre a superfície externa (camada) e o fluido do meio exterior (água do mar), estes podem tomar os seguintes valores (dependendo do intervalo do número de Reynolds):

Re	C	m
$4 \times 10^{-1} - 4 \times 10^0$	0,989	0,330
$4 \times 10^0 - 4 \times 10^1$	0,911	0,385
$4 \times 10^1 - 4 \times 10^3$	0,683	0,466
$4 \times 10^3 - 4 \times 10^4$	0,193	0,618
$4 \times 10^4 - 4 \times 10^5$	0,027	0,805

Figura 58 – Valores C e m (constantes) para a correlação de Hilpert

Quando a **convecção** for do tipo **natural** o coeficiente de transferência de calor por convecção exterior (h_e) será igual a 4 W/(m².K) se a velocidade do fluido do meio circulante no ar for inferior a 0,5 m/s. Já para o caso do coeficiente para velocidade do fluido do meio exterior na água for inferior a 0,05 m/s então tomará o valor de 200 W/(m².K).

3.1.2. CONDUÇÃO DE CALOR

A condução é o processo de transmissão de calor entre o mesmo meio ou em dois meios em contacto, onde não existe transporte de matéria.

Esse processo é típico dos metais (sólidos). Normalmente os materiais com boa condutibilidade elétrica tem uma boa capacidade de transmissão de calor.

Nesta parte necessita-se de contabilizar a potência térmica que é transferida de calor, denominado fluxo de calor.

Para a contabilização da energia transferida em forma de calor por condução tem-se por base a Lei de Fourier.

A Lei de Fourier ou Lei da Condução Térmica tem como objeto de estudo a quantificação de calor transferido por condução, ou seja, a condutividade térmica dos materiais (K) é proporcional ao gradiente negativo da temperatura numa dada direção. Assumindo que a temperatura é distribuída numa direção x (unidirecional) por unidade de área de tubo (m²) como é perceptível na imagem seguinte:

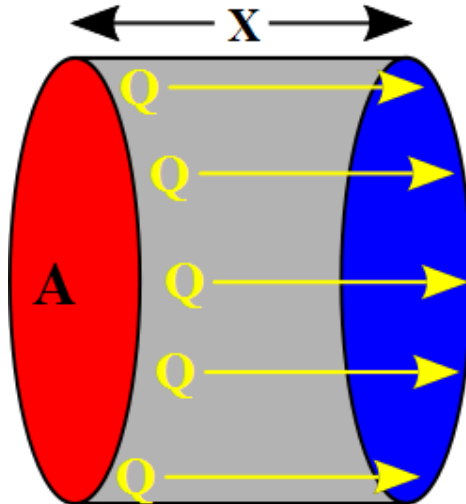


Figura 59 – Condutividade térmica unidirecional por área (Tooto, 2007)

Sendo que o fluxo de calor provocado pela condução, q'' (W/m²), é dado pela seguinte expressão:

$$\dot{q} = -k \times \frac{dT(x)}{dx} = \frac{q}{A}$$

Equação 15 – Fluxo de calor por condução

Onde:

- k – condutividade térmica do material utilizado (W/(m.K));

- $\frac{dT(x)}{dx}$ – gradiente de temperatura na direção x (°C);

Admitindo uma distribuição de variação de temperatura linear ao longo da espessura do tubo ($\frac{dT(x)}{dx} = \frac{T_2 - T_1}{x_2 - x_1}$) e considerando que a condutividade do material é constante ao longo da espessura da parede do tubo, então:

$$\dot{q} = -k \times \frac{T_2 - T_1}{x_2 - x_1}$$

Equação 16 – Fluxo de calor por condução com variação de temperatura linear

Depois de conhecer o comportamento térmico de um tubo ao longo do seu desenvolvimento, ou seja, a distribuição de temperatura conhecida pode-se saber a temperatura em qualquer ponto pela equação de Fourier.

Através da aplicação do balanço energético para um controlo de volume tridimensional e com uma temperatura limite a equação da difusão de calor para a distribuição de temperatura é expressa por:

$$\frac{\partial}{\partial x} \times \left(k \times \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \times \left(k \times \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \times \left(k \times \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \dot{q} = \rho \times c_p \times \frac{\partial T}{\partial t}$$

Equação 17 – Difusão do calor (com balanço energético 3D)

Onde:

- \dot{q} – taxa de produção calorífica por unidade de volume do meio (W/m³)
- ρ – densidade do meio (kg/m³);
- c_p – calor específico (J/(kg.K));
- x, y, z – coordenadas (m);
- t – tempo (s);

Para a análise das linhas de fluxo toma-se em conta a transferência de calor (transiente) pela direção radial à secção, ou seja, a transferência de calor pelas direções ao longo do eixo e circunferenciais podem não ser tomadas em conta. Essa simplificação resulta na seguinte equação:

$$\frac{1}{r} \times \frac{\partial}{\partial r} \left(k \times r \times \frac{\partial T}{\partial r} \right) = \rho \times c_p \times \frac{\partial T}{\partial t}$$

Equação 18 – Fluxo de calor (transiente) na direção radial

Estes problemas têm de ser solucionados através da análise numérica, ou seja, o gradiente de temperatura não tem variação linear porque depende de muitos fatores, tal como a condutividade térmica (k), densidade (ρ) e do calor específico (c_p) como é perceptível na equação anterior.

No que diz respeito à taxa de fluxo de transferência de calor no estado estacionário, este é quantificado por metro linear de tubagem (tubos cilíndricos) por metro linear.

É expresso da seguinte maneira:

$$q_r = -2 \times \pi \times k \times \frac{T_2 - T_1}{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)}$$

Equação 19 – Taxa de fluxo de calor total por condução (estado estacionário)

Onde:

- T_1, T_2 – temperatura nos pontos de estudo (°C);

- r_1, r_2 – raio interno e externo (m)

Esta situação diz respeito a um caso de um tubo com camada única e homogénea, e a temperatura uniforme ao longo do mesmo.

Para entender a equação anterior são representados os parâmetros utilizados para o cálculo da taxa de fluxo de calor:

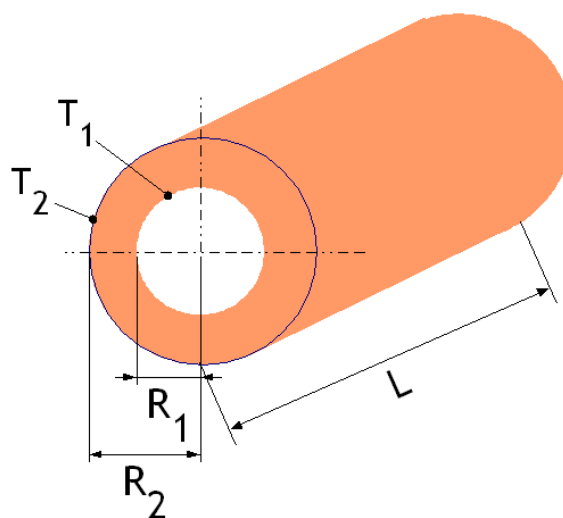


Figura 60 – Análise de fluxo de calor em tubos simples (Romary, 2005)

É tomada a mesma lógica para os casos onde existe mais que uma camada, ou seja, se o tubo for composto por vários materiais (isolamentos) então deve ser contabilizadas as transferências de calor em cada uma delas.

Neste caso tem-se que ter em conta a sua especificidade a nível de propriedades térmicas como por exemplo a condutividade térmica de cada camada.

O raciocínio aqui aplicado é muito parecido ao efetuado na analogia de um circuito elétrico no que concerne às resistências em série. O contacto entre as paredes das camadas é perfeita a sua transferência de calor entre as duas camadas é feita sem gradientes entre a passagem de camada.

O fluxo de calor de superfície transferido entre as camadas é considerado constante pois a área de contacto entre as diversas camadas também é constante.

A figura seguinte descreve o fenómeno supracitado:

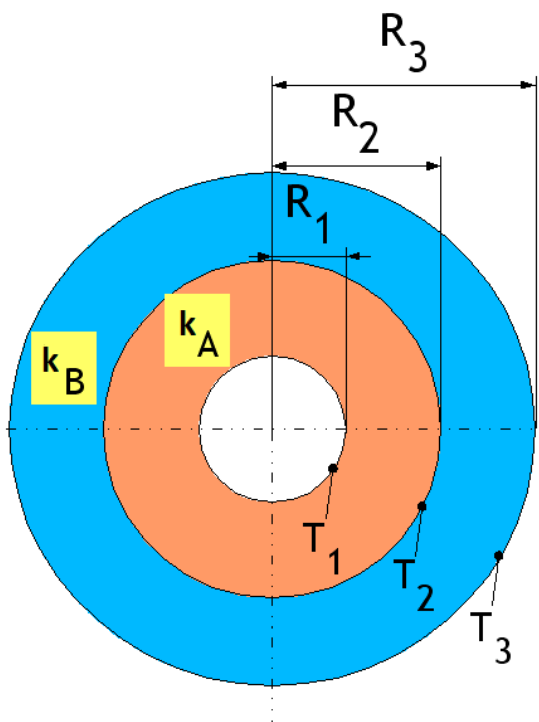


Figura 61 – Fluxo de calor em tubos com várias camadas de isolamento

O fluxo de calor total para este caso, isto é, 2 camadas de isolamento com diferentes condutividades térmicas é definido pela seguinte equação:

$$q_r = -2 \times \pi \times \left[k_A \times \frac{T_2 - T_1}{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)} \right] \times \left[k_B \times \frac{T_3 - T_2}{\ln\left(\frac{r_3}{r_2}\right)} \right]$$

Equação 20 – Taxa de fluxo de calor em tubos com várias camadas de isolamento

3.2. TRANSFERÊNCIA DE CALOR EM PIPELINES ENTERRADAS

Existe múltiplas razões para a existência de pipeline enterradas, tais como a continua deposição de sedimentos na zona circundantes à pipeline onde haja depressões / valas. Também esta situação pode ser propositada, colocando rochas em torno da tubagem afim de proteger e estabilizar a mesma.

Numa terceira hipótese pode-se enterrar as pipelines para evitar os movimentos das correntes do mar ao longo das tubagens.

Relativamente à componente térmica, esta situação não tem tanta influência como a estabilização das tubagens. D

evido ao índice de vazios do solo do fundo do mar ser elevado este facto significa que não terá um bom comportamento a nível térmico, ou seja, a água nas zonas circunjacentes ao tubo farão com que haja transferência de calor do fluido circulante para o meio envolvente por convecção.

Para estas situações utiliza-se a ferramenta de análise computacional, isto é, através de software de simulação como OLGA ou PIPESIM. Tendo o intuito de calcular parâmetros como: a perda de pressão ao longo dos tubos, distribuição de velocidade ao longo do tubo, obstrução do liquido, transferência de calor, etc.

Na figura seguinte pode-se observar um exemplo de uma análise para estado transiente e estado estacionário para uma pipeline com fluxo do tipo multifase, recorrendo ao software OLGA:

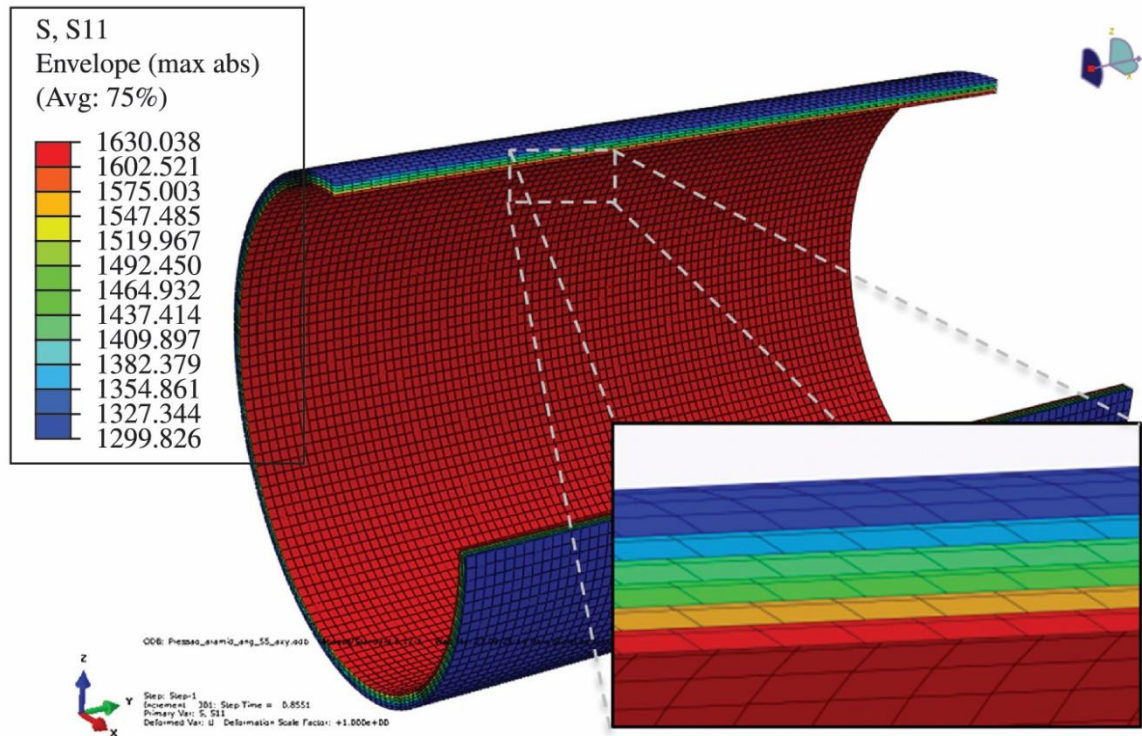


Figura 62 – Aspeto de análise térmica em *Software (SciELO)*

No que concerne ao cálculo na forma analítica também poderá ser realizado porém a precisão será menor que a simulação computacional. O cálculo para o coeficiente de transferência de calor ($W/(m^2.k)$) entre o solo e pipelines totalmente enterradas com secção circular e horizontais é dado pela seguinte expressão:

$$h_{solo} = \frac{k_{solo}}{\left(\frac{D_e}{2}\right) \times \cosh^{-1}\left(\frac{2 \times Z}{D_e}\right)}$$

Equação 21 – Coeficiente de transferência de calor entre solo e pipelines (altura de aterro inferior a metade do diâmetro)

Onde:

- k_{solo} – Condutividade térmica do solo ($W/(m.k)$);
- D_e – Diâmetro externo do tubo enterrado (m);
- Z – Distância entre o centro do tubo e a cota do fundo do mar (altura de aterro) (m);

Para compreender melhor esta situação é apresentado a figura 63 com os parâmetros supracitados:

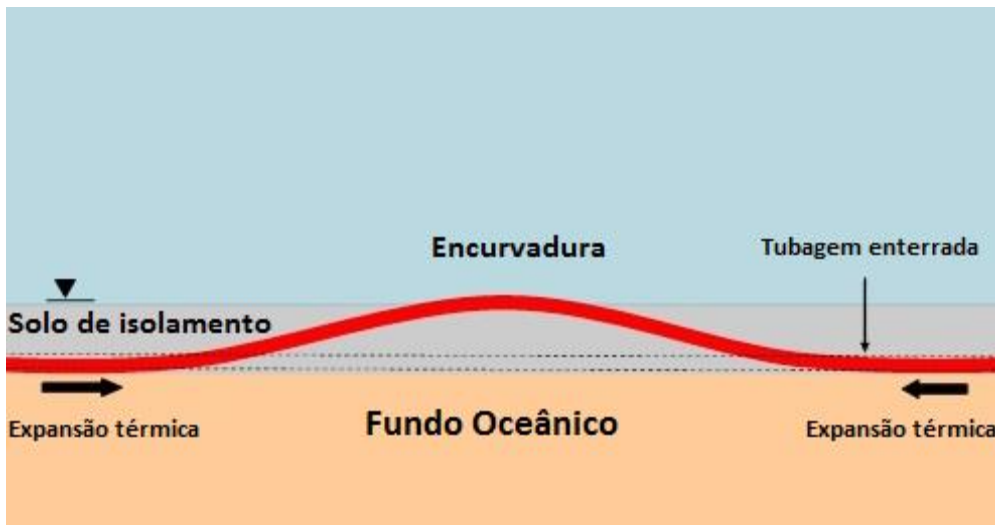


Figura 63 – Secção de um tubo subaquático enterrado (Rieska) adaptado

No caso da altura de aterro ser maior que metade do diâmetro do tubo, ou seja:

$Z > \frac{D}{2}$ então a equação pode ser simplificada porque $\cosh^{-1}(x)$ é aproximadamente a $\ln\left(x + (x^2 - 1)^{\frac{1}{2}}\right)$, resultando assim a equação do coeficiente de transferência de calor do solo:

$$h_{solo} = \frac{2 \times k_{solo}}{(D) \times \ln\left(\frac{2 \times Z + \sqrt{4 \times Z^2 - D^2}}{D}\right)}$$

Equação 22 - Coeficiente de transferência de calor entre solo e pipelines (altura de aterro superior a metade do diâmetro)

3.3. TRANSFERÊNCIA DE CALOR EM PIPELINES PARCIALMENTE ENTERRADAS

Como é fácil de prever a transferência de calor numa situação de pipelines parcialmente será maior do que na situação anterior (pipeline totalmente enterradas). Isto porque as pipelines enterradas terão associadas o efeito de isolamento térmico por parte do aterro que as cobre. A transferência de calor em

pipelines parcialmente enterradas é realizada ao longo de todo o tubo (na forma radial) e resulta do contacto entre o aço e a secção exposta.

Comparativamente ao caso de pipelines totalmente enterradas a perda de calor será menor, no caso de pipelines expostas a transferência de calor será maior e no terceiro cenário tem-se as pipelines parcialmente enterradas que terá um comportamento intermédio (em termos de perda de calor para o meio).

Se as tubagens não tiver isolamento térmico, a condutividade térmica entre o tubo de aço e o meio toma valores elevados e resulta numa grande perda de calor, mesmo num cenário de pipelines enterradas.

Fatores como as correntes no fundo do mar têm de ser contabilizados no que concerne à análise de pipelines parcialmente enterradas para que se possa diminuir a transferência de calor.

Como supracitado a situação de pipelines parcialmente enterradas será intermédia a nível de transferência de calor (comparando com pipeline enterradas e expostas), ou seja, para calcular a transferência de calor faz-se uma média dos dois casos mais condicionantes. Pode ser expresso pela seguinte equação:

$$h_e = (1 - f_e) \times h_{e,enterrado} + f \times h_{e,exposto}$$

Equação 23 – Transferência de calor para pipelines parcialmente enterradas

Onde:

- f_e – fração de superfície externa em contacto com o fluido do meio envolvente [-];
- h_e - coeficiente de transferência de calor exterior [W/(m².K)];

3.4. CONDUTIVIDADE TÉRMICA DO SOLO (K_{SOLO})

Este parâmetro é fulcral no estudo térmico, para tal tem sido uma grande aposta na investigação nos últimos anos afim de caracterização dos solos e suas características térmicas. Esta grandeza é dependente de vários factores tais como saturação, densidade, temperatura, tamanho das partículas entre outros.

Uma equação muito utilizada é a de Kersten (1949) que é particularizada para solos de silte argiloso:

$$K_{solo} = [0,9 \times \log(\omega) - 0,2] \times 10^{0,01 \times \rho}$$

Equação 24 – Condutividade térmica do solo

Onde:

- K_{solo} – condutividade térmica do solo [W/(m².K)];
- ω – teor de humidade (percentual) do peso do solo seco [-];
- ρ – densidade [kg/m³];

Na tabela seguinte é possível observar os tipos de solos e condutividades térmicas para cada tipo de solo (tendo em conta o seu teor de humidade):

Tipo de solo	Condutividade térmica do solo (K_{solo}) [W/(m.K)]
Turfa (seca)	0,17
Turfa (molhada)	0,54
Turfa (gelada)	1,89
Areia (seca)	0,43 – 0,69
Areia (húmida)	0,87 – 1,04
Areia (molhada)	1,90 – 2,42
Argila (seca)	0,35 – 0,52
Argila (molhada)	0,69 – 0,87
Argila (molhada)	1,04 – 1,56
Argila (gelada)	2,51
Gravilha	0,9 – 1,25
Gravilha (arenosa)	2,51
Calcário	1,30
Arenito	1,63 – 2,08

Figura 64 – Condutividade térmica do solo

Para ter uma ideia entre a relação do teor de humidade do solo (ω) e sua condutividade térmica (K_{solo}) e em algumas estruturas petrolíferas *offshore* existentes pelo mundo (Golfo do México, Indonésia e Nigéria) é apresentado a figura 65.

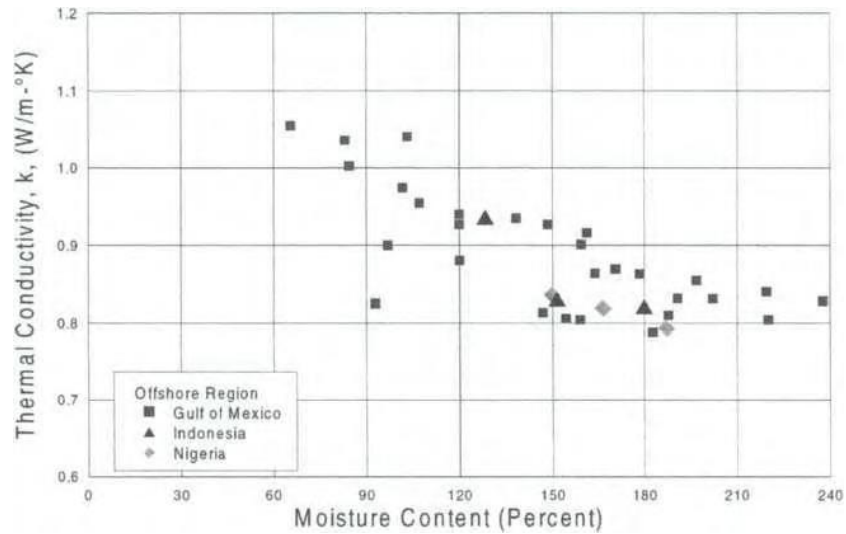


Figura 65 – Condutividade térmica do solo em estruturas petrolíferas offshore em todo o mundo (Young et al, 2001)

Estes solos supracitados dizem respeito aos solos circunjacentes às tubagens das estruturas petrolíferas e os resultados demonstram que os solos subaquáticos têm características semelhantes em todo o mundo.

O solo predominante nestas zonas é do tipo argiloso e silteoso, sendo que a presença de areia em zonas de mar alto (distante de terra) é menos frequente. A perda de calor é associada em grande parte por condução, sendo que a parcela que diz respeito à convecção é muito menor.

Visualizando a figura anterior é perceptível que a condutividade térmica (K_{solo}) toma o intervalo de valores de 0,7 – 1,1 [W/m.K] de acordo com estudo realizado em solos subaquáticos do golfo do México (MARSCO, 1999).

A condutividade térmica dos solos anteriormente referidos têm uma condutividade ligeiramente mais baixa que os solos gerais e vê-se uma ligeira aproximação à condutividade térmica da água salgada do mar (0,65 W/m.K), isto porque o teor de humidade do solo nas zonas circundantes às tubagens é elevado.

3.5. COEFICIENTE DE TRANSFERÊNCIA DE CALOR (VALOR U)

3.5.1. COEFICIENTE DE TRANSFERÊNCIA DE CALOR GLOBAL

No caso de pipelines com isolamento com duas ou mais camadas é visível a distribuição radial de temperatura ao longo da secção do tubo, isto porque as camadas têm valores distintos de condutividade térmica (depende das propriedades térmicas de cada material). Isso significa que a distribuição de temperatura não é homogénea:

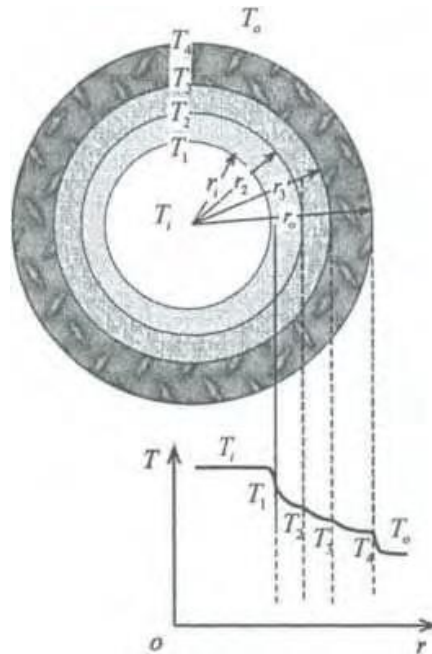


Figura 66 – Distribuição de temperatura ao longo da secção do tubo isolado (Yong et al., 2001)

Basicamente a transferência de calor em sistemas subaquáticos é feita na forma de condução e convecção, pois a transferência de calor por radiação neste caso não é contabilizada por ter valor mínimo.

A condução e convecção existentes ocorrem na:

- Convecção entre a linha de fluxo e fluido externo (circundante às tubagens),
- Condução ao longo das paredes da tubagem e o seu isolamento exterior e ainda (se for o caso) do solo circunjacente às tubagens (pipelines enterradas);
- Convecção entre o fluido interno e parede da tubagem.

Para a quantificação da convecção entre o fluido interno e a parede da tubagem utiliza-se a taxa de transferência de calor dada pela seguinte equação (Newton):

$$Q_i = (2 \times \pi \times r_i \times L) \times h_i \times (T_i - T_1)$$

Equação 25 – Taxa de transferência de calor entre fluido interno e parede interna do tubo

Onde:

Q_i – taxa de transferência de calor entre o fluido interno e superfície interna [W];

r_i – raio interno da tubagem [m];

L – comprimento da tubagem da linha de fluxo [m];

h_i – coeficiente de convecção interna [W/(m².K)];

T_i – temperatura do fluido circulante (interior) [K];

T_1 – temperatura da superfície interna da linha de fluxo [K];

Na figura seguinte é possível observar o fenómeno de convecção entre o fluido circulante (interno) e a superfície interna do tubo:

Como supracitado a convecção entre a linha de fluxo e fluido externo (circundante às tubagens) é quantificado (através da taxa de fluxo de transferência de calor) pela seguinte equação:

$$Q_e = (2 \times \pi \times r_e \times L) \times h_e \times (T_4 - T_e)$$

Equação 26 – Convecção entre tubo da linha de fluxo e meio envolvente

Onde:

Q_e – taxa de transferência de calor por convecção entre a linha de fluxo e o meio envolvente [W];

r_e – raio externo da tubagem [m];

h_e – coeficiente de convecção externa [W/(m².K)];

T_e – temperatura do fluido circunjacente ao tubo (exterior) [K];

T_4 – temperatura da superfície externa da linha de fluxo [K];

Para a caracterização da condução ao longo das paredes da tubagem (na forma radial) é usual recorrer a equação de Fourier usando coordenadas radiais pela seguinte equação:

$$Q_r = -2 \times \pi \times r \times L \times k \times \frac{\partial T}{\partial r}$$

Equação 27 – Condução ao longo da secção de um tubo (direção radial)

Onde:

Q_r – taxa de transferência de calor por condução ao longo do tubo na direção radial [W];

r – raio do tubo [m];

k – condutividade térmica do tubo [W/(m.K)];

$\frac{\partial T}{\partial r}$ – gradiente de temperatura [K/m];

Ao integrar a equação 17 e 18 (sabendo que está a ser calculada a transferência de calor no estado estacionário, ou seja, - as trocas de calor por convecção interna e externa bem como a condução são iguais).

O que originará a seguinte expressão:

$$Q_r = (U \times A) \times (T_i - T_e) = \frac{(T_i - T_e)}{R}$$

Onde:

Q_r – taxa de transferência de calor por condução ao longo do tubo na direção radial [W];

U – coeficiente global de transferência de calor (OHTC), tendo em conta a área de superfície A [W/(m².K)];

A – área de superfície de transferência de calor [m²];

T_e – temperatura do fluido meio exterior [K];

T_i – temperatura do fluido circulante dentro do tubo (média) [K];

Sendo a parcela correspondente ao coeficiente global de transmissão de calor e a área de superfície de transferência de calor ($U \times A$) é o mesmo que o inverso das resistências térmicas da secção (o seu somatório): $\frac{1}{\sum R_i}$

A grandeza da resistência térmica é W/(m.K).

Ou seja, os 3 tipos de resistências térmicas primárias a considerar serão apresentados na seguinte forma conceptual:

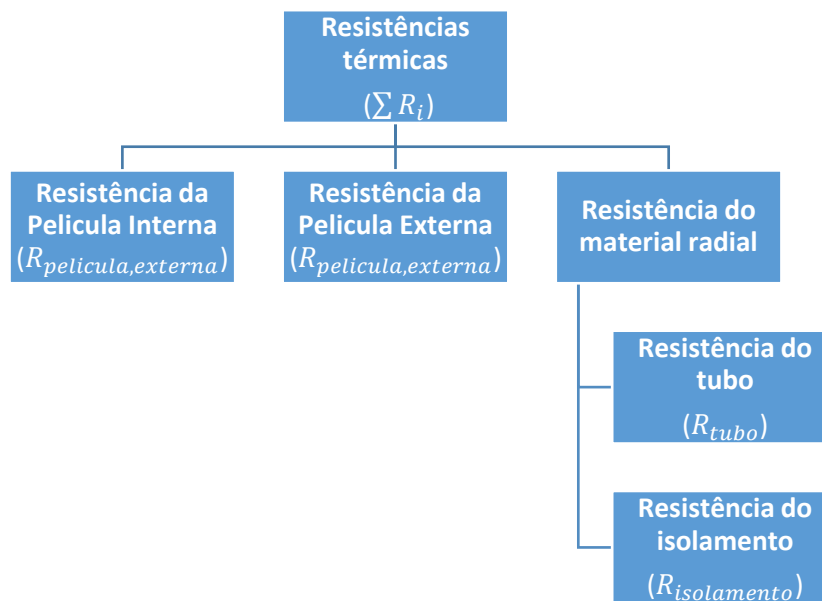


Figura 67 – Tipos de resistências térmicas

De salientar que na resistência do isolamento poderá ter várias camadas do mesmo, o que irá traduzir-se na soma das resistências das camadas (respetivamente). Ou seja:

$$R_{\text{isolamento}} = \frac{\ln\left(\frac{r_{n,e}}{r_{n,i}}\right)}{2 \times \pi \times L \times k_n}$$

Equação 28 – Cálculo de resistência térmica da camada de isolamento

Onde:

$r_{n,e}$ – raio externo da camada de isolamento respetiva [m];

$r_{n,i}$ – raio interno da camada de isolamento respetiva [m];

k_n – condutividade térmica da camada de isolamento respetiva [W/(m.K)];

3.6. VALORES U ADMISSÍVEIS

No dimensionamento de tubagens é frequente utilizar valores standard para os diversos materiais, normalmente informação fornecida pelos fabricantes ou poderá ser requerido uma análise do coeficiente de transferência de calor para materiais novos. Os materiais têm de ser concebidos também com base na altura de água (pressão do ambiente) a que estarão expostas.

Para um dimensionamento conservativo os valores de U são usualmente minorados, na tabela seguinte é possível observar valores de coeficiente de transferência de calor para alguns materiais frequentes em isolamentos com a mesma espessura:

Material	U – Coeficiente de transferência térmica [W/(m ² .K)]
Isolamento em tubos rígidos	2,80
Poliuretano em sistemas PIP	1,10
Isolamento cerâmico em sistemas PIP	0,50
Isolamento enterrado	1,10

Figura 68 – Coeficiente de transferência térmica de vários isolamentos

Para o caso de tubos enterrados o valor de U tem de ser contabilizado de maneira diferente, isto é, tendo em conta a profundidade a que o tubo está enterrado e se a resistência térmica do solo é necessária a considerar.

Quando a profundidade do tubo enterrado for superior em duas vezes o seu diâmetro externo significa que a resistência do solo é influenciada na análise térmica.

Para a determinação do valor U para linhas de fluxo em tubos enterrados pode ser descrita na seguinte expressão:

$$U_i = \frac{1}{\sum \frac{r_i \times \ln\left(\frac{r_{n,e}}{r_{n,i}}\right)}{k_n} + \frac{r_i \times \cosh^{-1}\left(\frac{2 \times Z}{D_e}\right)}{k_{solo}}}$$

Onde:

k_n – condutividade térmica da camada de isolamento respectiva [W/(m.K)];

k_{solo} – condutividade térmica do solo [W/(m.K)];

Z – condutividade térmica da camada de isolamento respectiva [W/(m.K)];

D_e – Diâmetro externo do tubo enterrado (m);

Z – Distância entre o centro do tubo e a cota do fundo do mar (altura de aterro) (m);

O primeiro termo do denominador diz respeito à resistência térmica de cada camada constituinte do tubo a considerar, já o segundo termo refere-se à resistência térmica do solo. No que concerne à utilização dos coeficientes de película externa e interna é tido em conta, contudo se estivermos perante um caso de tubagens não enterradas apenas é tido em conta o coeficiente de película externa.

Para linhas de fluxo enterradas Loch em 2000 realizou um estudo afim de verificar a relação entre o coeficiente global de transferência de calor (Valor U) e a profundidade enterrada da tubagem. Para tal considerou-se o valor da condutividade térmica do solo (k_{solo}) igual a 1,0 W/(m.K) e diâmetro externo do tubo 0,8625 in. Para observar essa relação é apresentado o gráfico seguinte:

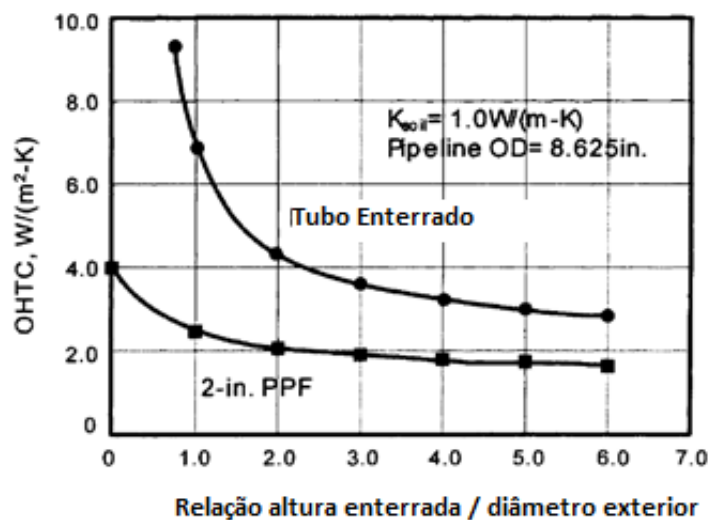


Figura 69 – Relação entre o valor U e profundidade enterrada

Conclui-se assim que para 4 vezes ou mais a altura enterrada / diâmetro externo o coeficiente global de transferência de calor (valor U) tende a estabilizar. Ou seja, se o tubo for enterrado a baixas alturas de aterro vai ter um decréscimo muito alto do valor U.

Graficamente é perceptível que para tubos com isolamento (2in. de isolamento PPF por exemplo) não será necessário enterrar muito pois não se verifica grandes mudanças a nível de transferência de energia (térmica).

Isto significa que se a linha de fluxo com isolamento for enterrada a alturas de aterro elevado fará com que os custos de instalação sejam muito mais elevados sem que para isso tenha mudanças tão significativas a nível térmico.

Também a limitação da altura de aterro (mínimo e máximo) deve ser tomada em linhas de fluxos com isolamento, porque aquando do dimensionamento da altura de aterro existe problemas associados tais como encurvadura dos tubos da linha de fluxo.

3.7. DIMENSIONAMENTO TÉRMICO – ANÁLISE ESTADO ESTACIONÁRIO

A transferência de energia calorífica no estado estacionário tem como grande objetivo verificar a queda máxima de temperatura ao longo do tubo da linha de fluxo (com isolamento térmico).

Quando se refere a estado estacionário (ou regime permanente) significa que as suas propriedades não se alteram ao longo do tempo, isto é, a perda de calor, bem como a taxa de fluido circulante ao longo da parede do tubo, são constantes.

Por exemplo, um tubo pode estar a temperaturas muito diferentes em cada ponta.

Contudo, o seu gradiente de temperatura ao longo do tempo não alterará, a temperatura em cada ponto permanecerá igual e a variação térmica será linear de acordo com a direção da transferência de calor.

A reter deste conceito físico é que a quantidade de calor que entra numa determinada secção será igual à temperatura que sai.

Propriedades do Fluido	
Densidade do Petróleo (kg/m ³)	750
Calor Especifico (J/kg oC)	3100
Velocidade do Fluido (m/sec)	0,95
Viscosidade do Produto (kg/ms)	0,08
Condutividade Térmica (W/m K)	0,049
Temperatura na Entrada (°C)	70
Temperatura Mínima Aceitável (°C)	29

Figura 70 – Propriedades do Fluido em Estudo

O próximo passo é descrever o ambiente, sendo ambiente marinho significa que se está perante água salgada, ou seja, a sua densidade é de aproximadamente 1028 kg/m³. O caso a tratar é de cerca de 2000 metros de profundidade:

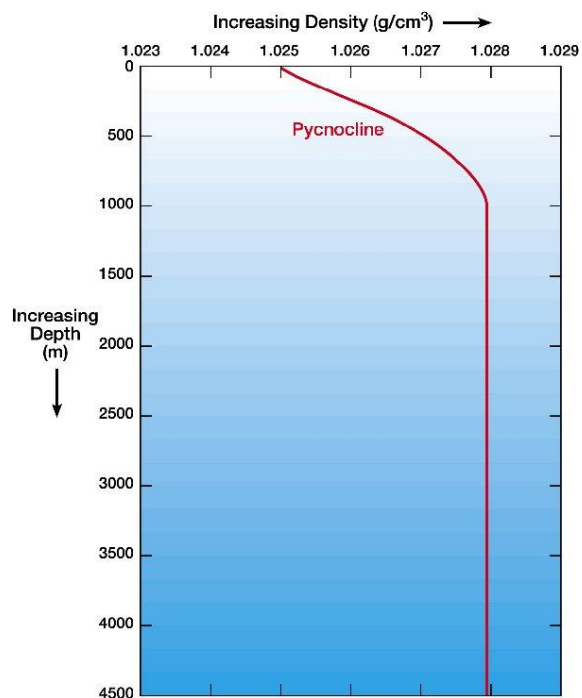


Figura 71 – Densidade da água do mar (Windows 2 Universe)

Relativamente à temperatura, a essa profundidade (supracitada) é de 4 °C, e apresenta as seguintes características:

Propriedades do Ambiente Exterior (Mar)	
Densidade da Água do Mar (kg/m ³)	1028
Temperatura no Fundo do Mar (°C)	4
Calor Específico da Água do Mar (J/kg °C)	4200
Viscosidade da Água do Mar (kg/m.s)	0,0015
Condutividade Térmica da Água do Mar (W/m K)	0,6

Figura 72 – Propriedades do Ambiente Exterior (Mar)

A linha de fluxo a considerar é desenterrada, o que significa que não é contabilizado nenhuma propriedade térmica do solo oceânico.

Em relação ao tubo proposto neste caso de estudo foi uma tubagem multicamada (3 camadas).

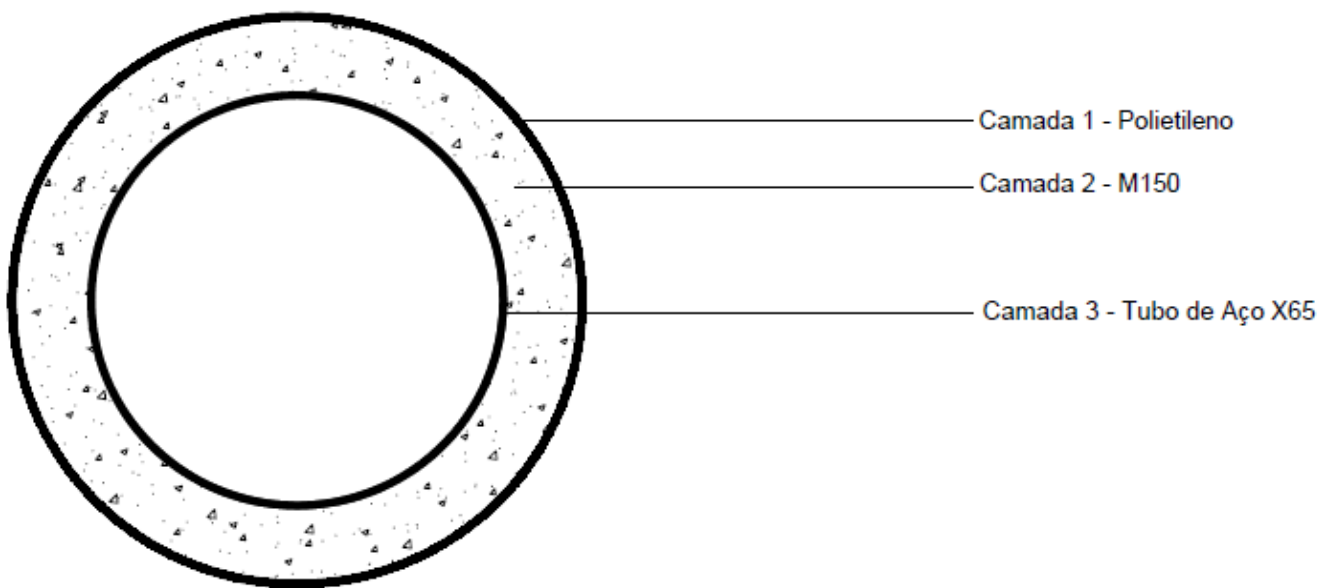


Figura 73 – Secção Proposta

O tipo de Aço (Camada 3) escolhido no Projeto foi o API 5L X65 e de diâmetro externo de 20 polegadas (50,8 cm), e tem as seguintes propriedades:

Propriedades da Linha de Fluxo - Tubo Aço (Camada 3)	
Diâmetro Externo (OD) (m)	0,508
Espessura da Parede (WT) (mm)	18
Peso Volúmico (kg/m ³)	7850
Condutividade Térmica (Valor K) (w/m-K)	43
Calor Especifico do Aço (J/kg °C)	475
Comprimento Total (m)	5000
Classe Aço (-)	X65

Figura 74 – Propriedades do Tubo de Aço - Linha de Fluxo (Camada 3)

Este tipo de aço é usual nos projetos de gasodutos e oleodutos, pois tem boa resistência à corrosão, fadiga, esforço axial e boa resistência ao desgaste provocado pelo fluido interno.

Relativamente à Tensão de Aderência é de 448 MPa – 65000 Psi e com Módulo de Elasticidade (E) de $2,07 \times 10^5$ MPa – 3×10^5 e coeficiente linear de expansão de $1,1 \times 10^{-5}$ °C.

➤ **Sistema de Isolamento Térmico**

No que concerne à primeira camada (contanto do exterior para o interior do tubo), tem-se a camada de polietileno com espessura total de 20 mm e com as seguintes características:

Camada 1 - Polietileno	
Espessura (mm)	20
Condutividade Térmica (Valor K) (w/m-K)	0,12
Calor Especifico (J/kg °C)	1000
Densidade (kg/m ³)	900

Figura 75 – Propriedades da Camada 1 – Polietileno

Na camada 2, foi optado um Betão leve – M150 da fabricante Amorim Isolamento, onde foi consultada a Ficha Técnica, tendo as seguintes propriedades:

Camada 2 - M150	
Espessura (mm)	200
Condutividade Térmica (Valor K) (w/m-K)	0,209
Calor Específico (J/kg oC)	170
Densidade (kg/m ³)	430

Figura 76 – Propriedades da Camada 2 – Betão Leve

No cálculo do Valor de U para a camada 3 (apenas considerando o tubo de aço):

Cálculo do Valor U	
Diâmetro Externo - OD (m)	0,508
Espessura da Parede - WT (mm)	18
Diâmetro Interno - ID (mm)	0,472
Condutividade Térmica (k) (w/m-K)	43
Raio	0,254
Ln(OD/ID)/k	0,00171
Valor U	<u>7,97</u>

Figura 77 – Cálculo do Valor U

Foi experimentado variar a camada 1 – Polietileno de Alta Densidade (PEAD), com intuito de verificar a variação do valor U global. As duas camadas de isolamento terão a seguinte configuração:

Camadas									
1	Espessura (mm)	20	25	30	35	40	45	50	55
	Condutividade Térmica (Valor k) (w/m-K)	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	Diâmetro Externo - OD (m)	0,548	0,558	0,568	0,578	0,588	0,598	0,608	0,618
	Diâmetro Interno - ID (mm)	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508
	Ln(OD/ID)/k	0,6316	0,7823	0,9303	1,0758	1,2187	1,3592	1,4974	1,6333
2	Espessura (mm)	200							
	Condutividade Térmica (Valor k) (w/m-K)	0,075							
	Diâmetro Externo - OD (m)	0,948	0,958	0,968	0,978	0,988	0,998	1,008	1,018
	Diâmetro Interno - ID (mm)	0,548	0,558	0,568	0,578	0,588	0,598	0,608	0,618
	Ln(OD/ID)/k	7,3077	7,2065	7,1081	7,0124	6,9194	6,8288	6,7406	6,6547
Valor U	0,4959	0,4928	0,4898	0,4868	0,4838	0,4808	0,4779	0,4750	

Figura 78 – Condutividade térmica com variação da camada 1

Como é visível, a variação do polietileno pouco influencia no valor de U – sendo apenas uma variação de 0,0208696, pelo que se pode concluir que o papel do polietileno é apenas de proteção da camada de aço principal, pelo que não tem grande importância térmica.

Não houve a variação da espessura do betão pois os moldes já estavam predefinidos, porém podia se houvesse necessidade poderia haver essa análise.

3.8. PREVISÃO DA TEMPERATURA AO LONGO DO TUBO

Inicialmente foi feita uma previsão da temperatura apenas para a camada 3, isto é, apenas para o tubo de aço sem nenhum isolamento. Assim sendo obteve-se a seguinte Distribuição de Temperatura ao longo do tubo (na forma longitudinal). Pelo que ao fim dos 5 km de tubo, a temperatura é de 31,36 °C em serviço, o que impossibilitaria qualquer paragem de produção.

Assim sendo, esta situação é pouco recomendada pois a probabilidade de ocorrência de hidratos e parafinas no interior da tubagem é muito elevada.

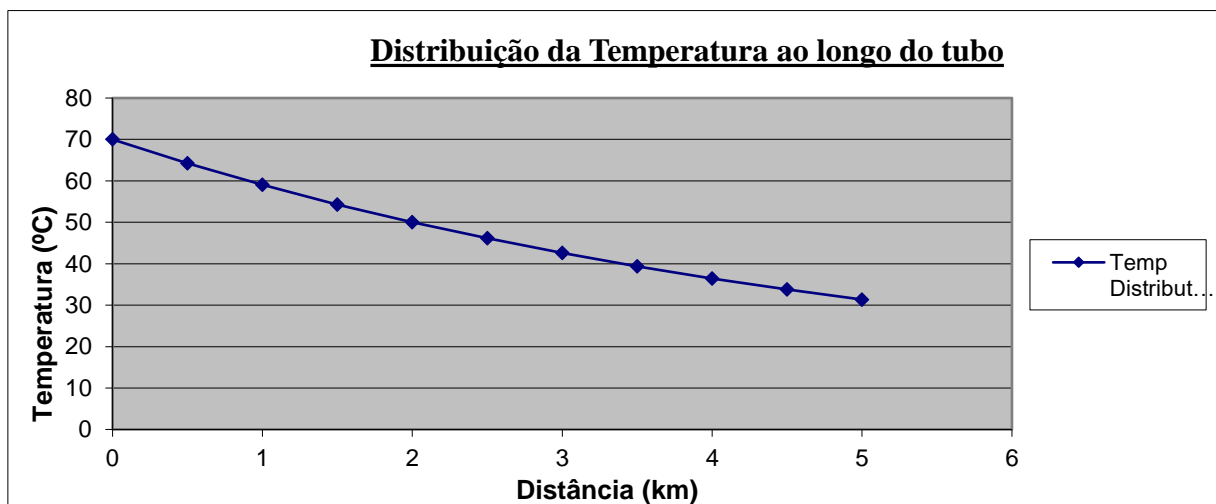


Figura 79 - Distribuição da Temperatura ao Longo do Tubo – sem isolamento térmico

Devem ser tomadas em conta vários componentes aquando da avaliação da temperatura ao longo do tubo, tais como:

- Pressão;
- Velocidade do fluido circulante;
- Entalpia;

Tais componentes não têm um comportamento linear, o que impossibilitaria a avaliação de forma analítica, tendo obrigatoriamente necessidade de utilização de ferramentas numéricas (análise).

Tendo em conta o Estado Estacionário bem como a camada 1 e 2 (de proteção e isolamento), obteve-se o seguinte gráfico (representado na figura seguinte).

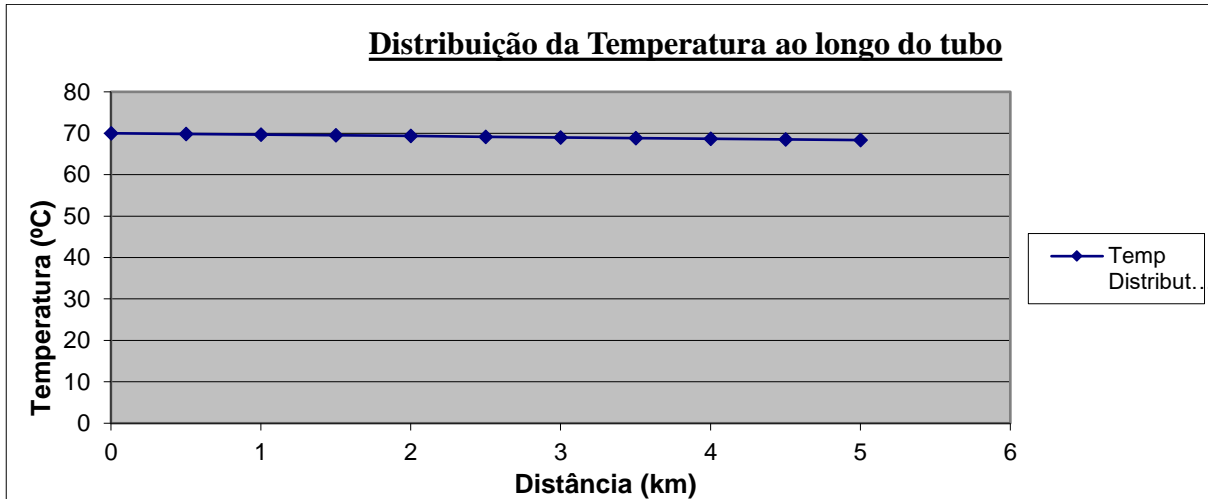


Figura 80 - Distribuição da Temperatura ao longo do Tubo

A variação da temperatura foi muito baixa, pode ser devido à curta distância de tubagem, bem como um grande isolamento térmico por parte do betão leve com cortiça. Que reforça as capacidades de isolamento térmico. A temperatura ao fim dos 5km é de 68,36 °C, relembrando que estivera 70 °C na entrada do tubo. Assim sendo, houve uma variação de 1,64 °C.

Verifica-se um drástico melhoramento no que diz respeito ao comportamento térmico, sendo altamente recomendável a instalação do isolamento térmico.

3.9. ANÁLISE DA TEMPERATURA CONSIDERANDO PARAGEM DE PRODUÇÃO

Aquando da paragem de produção, foi calculada a variação da temperatura na tubagem a níveis preocupantes, ou seja, temperaturas que proporcionam a criação de hidratos e parafinas.

Tempo (horas)	Temperatura média - Considerando apenas Fluido (°C)	Temperatura média - Considerando propriedades do Tubo (°C)
0	68,360	68,360
5	63,565	65,043
10	59,080	61,862
15	55,011	58,905
20	51,233	56,092
25	47,764	53,445
30	44,562	50,942
35	41,611	48,580
40	38,889	46,348
45	36,377	44,239
50	34,059	42,247
55	31,919	40,363
60	29,942	38,583
65	28,116	36,901
70	26,429	35,309
75	24,868	33,803
80	23,426	32,379
85	22,091	31,031
90	20,855	29,755
95	19,712	28,547
100	18,652	27,403
105	17,671	26,320
110	16,761	25,294
115	15,918	24,322
120	15,136	23,400
125	14,410	22,526

Figura 81 - Análise de temperatura - paragem de produção

Verifica-se assim que, considerando apenas o fluido sem ter em conta as propriedades e efeitos do tubo, formará hidratos e parafinas ao fim de 60 horas.

Já tendo em conta as propriedades da tubagem e efeitos que daí advêm, então essa condição de criação de hidratos apenas ocorreria ao fim de 90 horas.

O mesmo raciocínio pode ser visualizado sob a forma de gráfico, observar a figura seguinte:

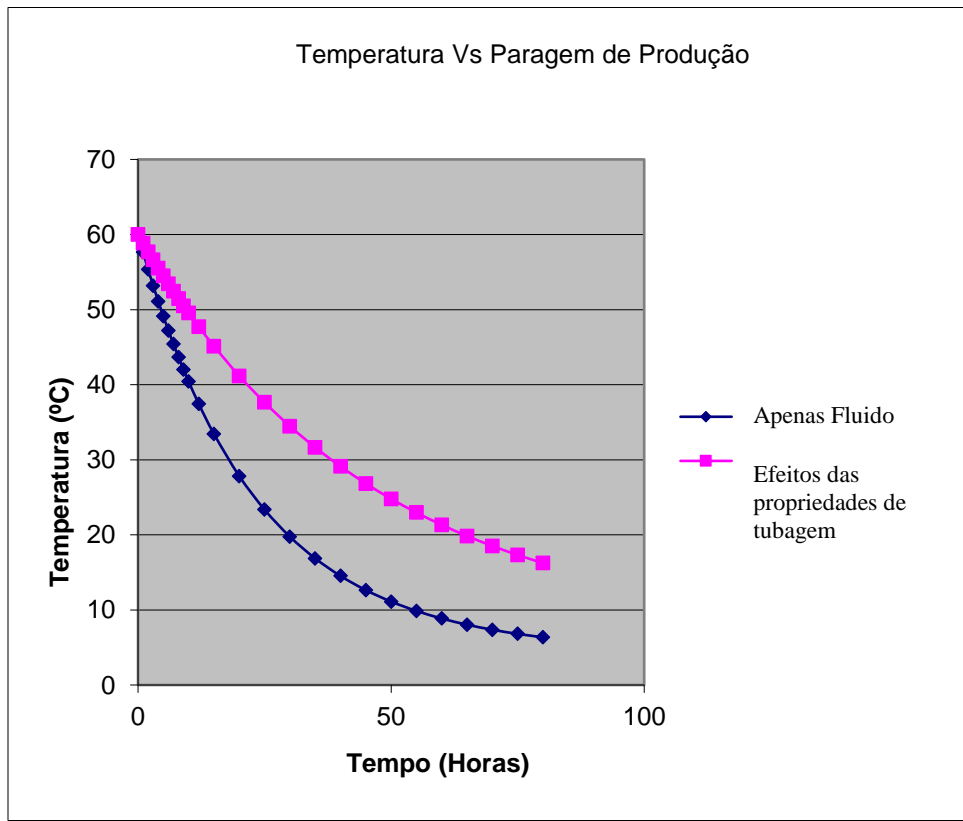


Figura 82 - Análise gráfica da temperatura - desenvolvimento

Estes resultados foram baseados na revisão bibliográfica supracitada e calculados com recurso a folhas de cálculo Excel.

4

CONSIDERAÇÕES FINAIS

4.1 NOTAS FINAIS

Neste trabalho foi concebido um modelo matemático afim de verificar o comportamento térmico ao longo da linha de fluxo das tubagens. Essa análise visava evitar problemas associados a temperaturas baixas como a formação de parafinas e / ou hidratos. Sendo o caso de estudo para linhas de fluxo (flowline) a grandes profundidades, no caso mais crítico para a ocorrência desses problemas.

Foi analisado a temperatura ao longo do trajeto da tubagem e também para uma eventual paragem de extração do produto, que podia ser associado a obras de manutenção.

Tentou-se verificar a aproximação deste modelo com os valores reais. Onde se obteve as seguintes conclusões:

1. O modelo matemático está aproximado do modelo real, pelo que se aceita como um modelo que satisfaz as exigências propostas.
2. O material proposto teve um custo um pouco mais elevado comparado com tubos flexíveis (cerca de 20%), mas a nível térmico apresenta melhores resultados, pelo que teria de ser analisado a nível de produção, se é viável.

4.2. PERSPETIVAS FUTURAS

Em relação às perspetivas futuras passaria por alguns pontos:

1. Tentar otimizar o isolamento procurando materiais com melhores propriedades, verificando se a temperatura não decresce muito aquando de uma paragem da extração;
2. Analisar diferentes espessuras de isolamentos bem como fazer uma análise do escoamento;
3. Desenvolver análise computacional através de elementos finitos, tornando os dados mais realistas possíveis.

REFERÊNCIAS

- [1] – Abreu Penna, Lincoln – *Petróleo no Brasil*, Rio de Janeiro, 2004. 857650006X
- [2] – Speight, James G. – *Handbook of Offshore Oil and Gas Operation*, Waltham, 2015. 978-1-85617-558-6
- [3] – Grauls, D. – *Marine and Petroleum Geology, Gas hydrates: importance and applications in petroleum exploration*, 2001. 0264-8172/01
- [4] – Max, Michael D. – *Natural Gas Hydrate in Oceanic and Permafrost Environments*, Kluwer Academic Publishers, 2000. 0-7923-6606-9
- [5] – Ramkisson, H. – *Symposium on Lubricated Transport of Viscous Materials*, Springer Publishers, 1998. 978-94-011-5248-8
- [6] – U.S. Energy Information Administration – *Annual Energy Outlook 2015*, 2015. 9780160927751
- [7] – British Petroleum Company – *BP Statistical Review of World Energy*, USA: Pensilvânia, 2015.
- [8] – Dinheiro Vivo – *Petróleo em Portugal Ouro Negro pode tornar o país o novo eldorado*, Consultado a 1 de Novembro de 2015]; Available From: Obtido de <http://www.dinheirovivo.pt/economia/petroleo-em-portugal-ouro-negro-pode-tornar-o-pais-no-novo-eldorado/>
- [9] – Vassiliou, M.S. – *Historical Dictionary of the Petroleum Industry*, New Jersey, 2009. 9780810862883
- [10] – Instituto Nacional de Estatística – *Estatísticas da Produção Industrial*, Lisboa, INE, 2012. 978-989-25-0201-4
- [11] – Wicander, Reed; Monroe, James S. – *Historical Geology*, Boston, 2012. 9781111987299
- [12] – Garcia Pulido, João – *O Petróleo e Portugal*, Lisboa, 2010. 978-972-8799-25-0
- [13] - Joseph P. Riva Jr. and Gordon I. Atwater. "*petroleum*". *Encyclopædia Britannica*. Retrieved 2008-06-30. USA. 9781593398378

- [14] – Moura de Morais, José – Petrobras 2015, Rio de Janeiro, 2014. 8535280758
- [15] – Hyne, Norman J. – Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling and Production, PennWeel Corporation, 2001. 87814823-X
- [16] – Totten, George E. – History os Comittee D02 on Petroleum Products and Lubrificants, Cambridge Corporation, 2004.
- [17] - Guerriero V – A permeability model for naturally fractured carbonate reservoirs, *Marine and Petroleum Geology*, Elsevier, 2012. 0264-8172
- [18] – Varghese, P.C. – Engineering Geology for Civil Engineers, New Delhi, 2012. 978-81-203-4495-2
- [19] – Luthria, D.L. – Oil Extraction and Analysis, American Oil Chemists Society, 2003. 9781893997783
- [20] – Dasgupta, Shivanji; Aminzadeh, Fred – Geophysics for petroleum engineers, Elsevier, 2013. 9780444506627
- [21] – Holzner, R.; Eschle P.; H. Lambert; M., Graf; R., Dangel – Applying microtremor analysis to identify hydrocarbon reservoirs, First Break, Vol. 23.
- [22] – Roste, T.; Stovas, A. Estimating of layer thickness and velocity changes using 4D prestack seismic data, 67th Meeting, European Association of Geoscientists and Engineers.
- [23] – Bjorlykke, Knut – Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics, 2nd Edition, 978-3-642-341
- [24] – Thomas, José Eduardo – Fundamentos da Engenharia do Petróleo, 2^aEdição, 2004. 9788571930995
- [25] – Economides, Michael J.; Watters, Larry T. – Petroleum Well Construction, Wiley, 1998. 9780471969389
- [26] – Hill, Daniel; Economides, Micheal J. – Petroleum Production Systems, 2nd Edition, Prentice Hall, 2012. 978-0137031580
- [27] – Galp Energia - Refinação e Distribuição em Portugal, 2015.

Referências

- [28] – Morris, Alan S.; Langari, Reza – Measurement and Instrumentation, Academic Press, 2015, 9780128011324
- [29] – American Petroleum Institute, API Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 11.1, 1980. 9780893640217
- [30] – STREETER, V. L. & WYLIE, E. B. Mecânica dos Fluidos, McGrawHill , São Paulo, 1980. 8521201427
- [31] – Souto Santana, Cledson; Góes Tôrres, Euriclides; Ajuste de equações para a viscosidade cinemática de produtos de petróleo em função da temperatura, 3º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás.
- [32] – El-Reedy, Mohamed, Offshore Structure Design, Construction and Maintenance, Gulf Professional Publishing, 2012. 9780123854759
- [33] – Morais, José – Petrobras: Uma História das Explorações de Petróleo em Águas Profundas e no Pré-Sal, 2014. 8535280758
- [34] – Chakrabarti, Subrata Kumar – Hydrodynamics of Offshore Structures, Boston, 1987. 09312115161
- [35] – Bai, Yong; Bai, Qiang – Subsea Structural Engineering Handbook, Elsevier – USA, 2010, 9781856176897